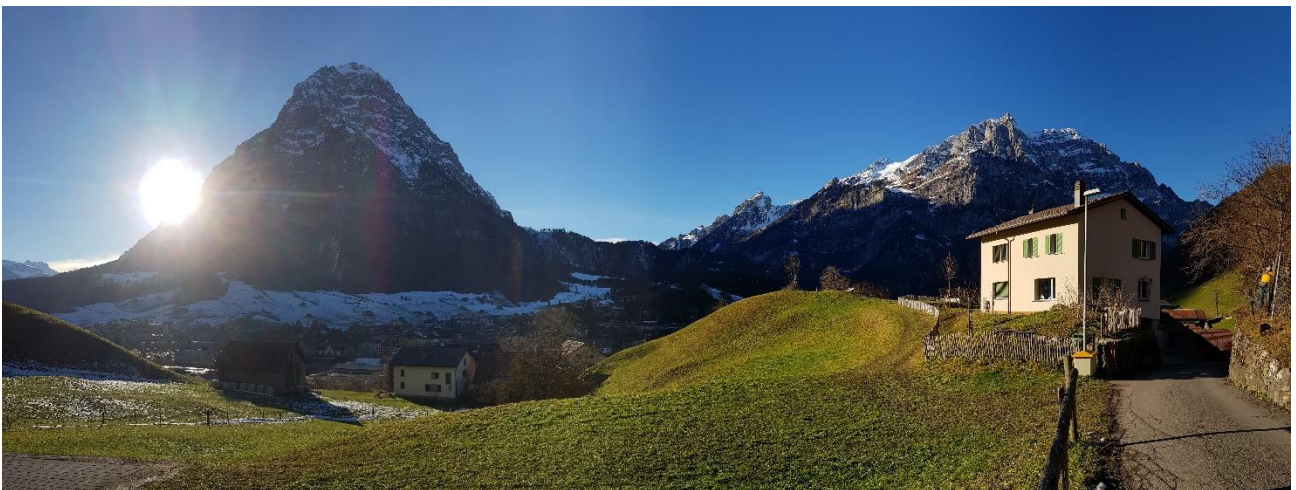


---

# (Winter) Photovoltaik-Potenzial im Kanton Glarus

23.04.2021

---



Datum	23.04.2021
Ort	8820 Wädenswil
Autoren	Dionis Anderegg, Bettina Putzi, Sven Strebel, Jürg Rohrer Forschungsgruppe Erneuerbare Energien IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Wädenswil <a href="http://www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien">www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien</a>
Auftraggeber	Departement Bau und Umwelt des Kantons Glarus Abteilung Umweltschutz und Energie 8750 Glarus

Für den Inhalt dieser Studie sind ausschliesslich die Autoren verantwortlich.

## Zusammenfassung

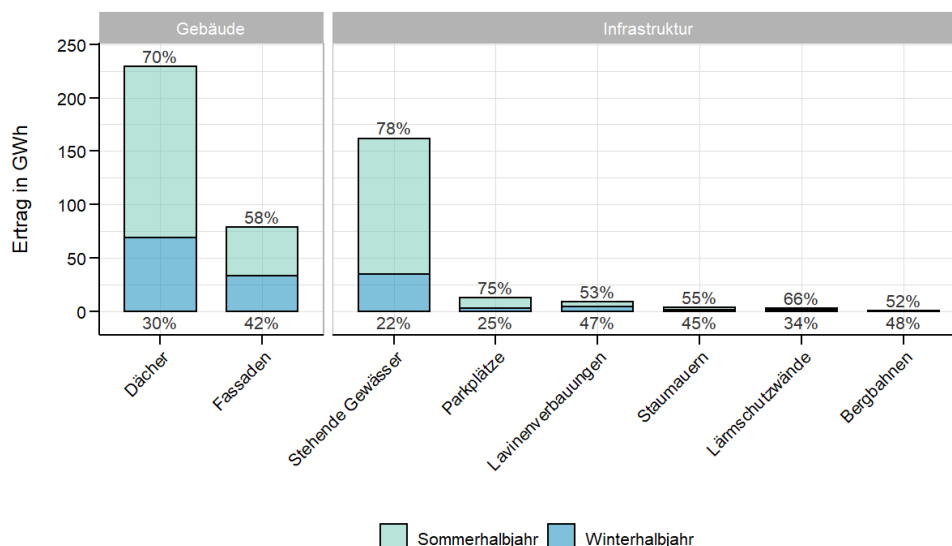
<i>Ausgangslage und Ziele</i>	<p>Mit der Energiestrategie 2050 sollen die einheimischen erneuerbaren Energien gestärkt werden. Verschiedene Studien schreiben dabei der Photovoltaik (PV) schweizweit ein Potenzial von 16 bis 67 TWh allein auf Gebäuden zu. Dies würde bilanziell bis zu 100 % der heutigen Stromproduktion bedeuten, wobei im Jahr 2019 erst 3.8 % des Bedarfs durch Photovoltaik gedeckt wurden.</p> <p>Die Mehrheit der Photovoltaik-Anlagen produziert ca. drei Viertel des Stroms im Sommerhalbjahr und einen Viertel im Winterhalbjahr, während ca. 55 % des heutigen Strombedarfs auf das Winterhalbjahr fallen. Dies gilt sowohl für die gesamte Schweiz als auch für den Kanton Glarus. Der Anteil des Verbrauchs im Winter wird beispielsweise durch den Ersatz fossiler Heizungen mit Wärmepumpen zukünftig tendenziell zunehmen. Weiter entsteht mit der Elektromobilität ein zusätzlicher Strombedarf.</p> <p>In der vorliegenden Untersuchung wird das Jahres- und Winterstrompotenzial für PV-Anlagen im Kanton Glarus untersucht. Es wird neben dem Jahresertrag insbesondere aufgezeigt, welche Faktoren die Stromproduktion im Winter begünstigen. Zusätzlich wird aufgezeigt, welche Fördermassnahmen sich im Kanton Glarus eignen, um den PV-Zubau voranzutreiben und Anlagen mit einem hohen Potenzial im Winterhalbjahr zu priorisieren.</p>
<i>Berücksichtigte Potenziale</i>	<p>In der vorliegenden Untersuchung werden die Potenziale zur Stromerzeugung mit PV im Kanton Glarus an Gebäuden (Dächern und Fassaden) sowie ausgewählten Infrastrukturflächen untersucht. Diese Infrastrukturflächen umfassen stehende Gewässer, Staumauern, Parkplätze, Lawinenverbauungen, Lärmschutzwände und Bergbahnen.</p>
<i>Potenzial Gebäude</i>	<p>Es werden die knapp 30'000 Gebäude im Kanton Glarus untersucht, wovon sich ca. 21'000 Gebäude mit mindestens einer Dach- oder Fassadenfläche für Photovoltaik eignen. Ungeeignete Dächer und Fassaden werden anhand der solaren Einstrahlung und einer Minimalgrösse ausgeschlossen. Solardächer könnten im Kanton Glarus jährlich bis zu 229 GWh Strom liefern, Solarfassaden 79 GWh. Das gesamte Gebäudepotenzial beträgt somit jährlich 308 GWh was 98 % des heutigen Stromverbrauchs im Kantons Glarus entspricht. Auf das Winterhalbjahr fallen 33 % des Gebäudepotenzials (Dächer und Fassaden), respektive 101 GWh. Der Einfluss der Schneebedeckung ist bei den genannten Potenzialen nicht berücksichtigt, da sich diese durch geeignete Bauweise der Anlagen auf ein Minimum reduzieren lassen.</p> <p>Die grössten Dach- und Fassadenflächen befinden sich im Tal und zeigen tendenziell eine tiefere solare Einstrahlung als die üblicherweise kleineren Flächen in den Höhenlagen. Die Hälfte der Gebäude mit geeigneten Dach- und Fassadenflächen befindet sich unterhalb von 530 m ü.M. in den Tälern.</p>
<i>Überdurchschnittliches Winterstrompotenzial bei Gebäuden</i>	<p>Sowohl der Winterstromanteil (in Prozent an der Jahresproduktion) als auch die spezifische Winterstromproduktion (in kWh/m<sup>2</sup>) hängen bei Dächern und Fassaden von der solaren Einstrahlung ab. Bei Dächern begünstigt tendenziell ein hoher Neigungswinkel der Module die Produktion im Winter. Ausserdem nimmt der Winterertrag bei Gebäuden in Höhen ab 1200 m ü M. tendenziell zu. Bei Fassaden hängt der Winterstromertrag stark von der Ausrichtung ab, wobei der Winterertrag bei zunehmender Abweichung von Süden abnimmt. Da es sich hierbei lediglich um Tendenzen handelt und bei der Betrachtung verschiedener Standorte erhebliche Streuungen auftreten, können daraus keine allgemeingültigen Kriterien für die Förderung von Winterstrom abgeleitet werden.</p>

<i>Winterstrom- anteil gegenüber Winterstrom- ertrag</i>	<p>Es werden zwei Indikatoren für die Beurteilung der Stromproduktion im Winter verwendet: Der Winterstromanteil in Prozent und der absolute Winterstromertrag in kWh/m<sup>2</sup> Anlagenfläche. Abhängig vom gewählten Indikator können sich die Ergebnisse unterscheiden. Die meisten Fassaden zeigen einen überdurchschnittlichen Winterstromanteil (&gt; 33 %), wogegen die meisten Dächer unterdurchschnittliche Winterstromanteile aufweisen (&lt; 33 %). Beim Vergleich des absoluten Winterstromertrags in kWh/m<sup>2</sup> zeigt sich, dass mehr überdurchschnittlicher Winterstromertrag auf Dächern als an Fassaden besteht. Grund dafür ist, dass der hohe Winterstromanteil von Fassaden zumindest teilweise durch einen niedrigen Ertrag im Sommer verursacht wird. Eine alleinige Betrachtung des Indikators Winterstromanteil ist aus diesem Grund nicht zu empfehlen.</p>
<i>Potenzial auf Infrastrukturen</i>	<p>Auf bestehenden Infrastrukturen lässt sich in der Summe ein maximales PV-Strompotenzial von jährlich 190 GWh ausmachen, was 61 % des Strombedarfs im Kanton Glarus entspricht. Davon fallen 45 GWh auf das Winterhalbjahr, entsprechend einem Winterstromanteil von 24 %.</p> <p>Das Infrastrukturpotenzial wird von den stehenden Gewässern dominiert, welche 85 % des Potenzials ausmachen. Das grösste Jahrespotenzial weist mit Abstand der Klöntalersee auf, der aufgrund seiner Lage jedoch einen niedrigen Winterstromanteil von 14 % zeigt. Schwimmende PV-Anlagen auf dem Limmernsee und dem Muttsee könnten zusammen 68 GWh Solarstrom pro Jahr und somit 22 % des heutigen Strombedarfs im Kanton liefern. Der Winterstromanteil beträgt bei diesen Gewässern 31 %.</p> <p>Das zweitgrösste Potenzial besteht bei Parkplätzen mit 12.5 GWh jährlich, bei einem Winterstromanteil von 25 %. Rund die Hälfte dieses Potenzials liesse sich auf den neun grössten Parkplätzen des Kantons erschliessen.</p> <p>Die Nutzung der Staumauer am Muttsee ist bereits in Planung. Es wird ein Jahresertrag von ca. 3.3 GWh erwartet, wovon knapp die Hälfte auf das Winterhalbjahr fallen soll.</p> <p>Hohe Winterstromanteile können weiter bei Lawinenverbauungen und Bergbahnen erreicht werden. Bei Lawinenverbauungen besteht ein jährliches Potenzial von 8.6 GWh, der Winterstromanteil beträgt 47 %. Das absolute Ertragspotenzial bei Bergbahnen ist aufgrund der stark begrenzten Flächen sehr gering.</p>
<i>Optimierung Winterstrom auf Infrastrukturen</i>	<p>Ähnlich wie bei Dächern hängt die Produktion von Winterstrom bei den Infrastrukturflächen vom Neigungswinkel und tendenziell der Höhenlage ab. Im Gegensatz zu Gebäuden bestehen bei Infrastrukturflächen jedoch mehr Freiheiten in der Wahl der Modulneigung. Auch bei der Infrastruktur muss zwischen einem hohen Winterstromanteil und einem hohen absoluten Ertrag in kWh/m<sup>2</sup> Anlagenfläche unterschieden werden. Bei einer flachen Aufständigung mit Ost-West-Ausrichtung kann durch die höhere Anlagenleistung mehr Winterstrom generiert werden (absolut), während bei steilerem Neigungswinkel ein höherer Winterstromanteil mit absolut betrachtet geringerer Stromproduktion resultiert.</p>
<i>Gesamt- potenzial im Kanton Glarus</i>	<p>Das Gesamtpotenzial des Kantons Glarus für Strom aus Photovoltaik beträgt 498 GWh, wovon 146 GWh im Winter produziert werden könnten. Dies entspricht einem Winterstromanteil von 29 %. Die Aufteilung der Potenziale in Gebäude (Dächer und Fassaden) sowie die betrachteten Infrastrukturflächen können der Tabelle 1 entnommen werden und sind in Abbildung 1 grafisch dargestellt.</p>



*Tabelle 1: Gesamtpotenzial ohne Verluste durch Schneebedeckung im Kanton Glarus, unter Berücksichtigung aller erhobenen Teilpotenziale, unterteilt in Gebäude und Infrastruktur. Sämtliche Zahlen wurden auf eine Nachkommastelle gerundet. Bei mehreren Varianten ist jeweils diejenige mit dem grössten Ertrag abgebildet.*

Typ	Jahresertrag [GWh]	Ertrag im Winter [GWh]	Winterstrom-anteil
<b>Gebäude...</b>	<b>308.3</b>	<b>101.4</b>	<b>32.9 %</b>
... Dächer	229.2	68.4	29.9 %
... Fassaden	79.1	33.0	41.7 %
<b>Infrastruktur...</b>	<b>189.6</b>	<b>44.7</b>	<b>24.3 %</b>
...Stehende Gewässer	162.0	34.9	21.5 %
...Parkplätze	12.5	3.1	25.0 %
...Lawinverbauungen	8.6	4.1	47.1 %
...Staumauern	3.3	1.5	45.0 %
...Lärmschutzwände	3.0	1.0	33.5 %
...Bergbahnen	0.2	0.1	47.6 %
<b>Gesamt</b>	<b>497.9</b>	<b>146.1</b>	<b>29.3 %</b>



*Abbildung 1: Gesamtpotenzial für den Kanton Glarus, unterteilt in Gebäude und Infrastruktur. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr. Bei mehreren Varianten ist jeweils diejenige mit dem grössten Ertrag abgebildet.*

## Realisiertes PV Potenzial

Bis Ende 2020 waren im Kanton Glarus 481 PV-Anlagen mit einer gesamten Nennleistung von 9 MWp installiert. Diese bereits gebauten Anlagen produzieren jährlich rund 9 GWh Solarstrom, was lediglich 1.8 % des ermittelten Gesamtpotenzials oder 2.9 % des Gebäudepotenzials entspricht. Einer WWF-Studie aus dem Jahr 2020 zufolge wird es mit der aktuellen Zubaurate 386 Jahre dauern, bis der Kanton Glarus sein PV-Potenzial auf den Dächern ausgeschöpft hat.

## Ausbauziel gemäss Energieperspektiven 2050+

Die im Herbst 2020 vorgestellten Energieperspektiven 2050+ des Bundes zeigen Wege, wie die Schweiz bis 2050 klimaneutral werden könnte. Das PV-Potenzial auf Gebäuden wird darin bis zum Jahr 2050 etwa zur Hälfte ausgeschöpft. Überträgt man dieses Ziel auf den Kanton Glarus, sollte die PV-Produktion im Kanton Glarus bis 2050 auf jährlich 154 GWh ausgebaut werden. Dies entspricht einer durchschnittlichen Zunahme der PV-Stromproduktion pro Jahr um 5 GWh also rund doppelt so hoch wie der bisher stärkste PV-Zubau im Jahr 2020.

<i>Stromverbrauch im Kanton Glarus</i>	Der Stromverbrauch im Jahr 2020 betrug gemäss des Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus 357 GWh, wovon 55 % im Winterhalbjahr anfiel. Somit wurde im Jahr 2020 rund 2.5 % des Strombedarfs durch Photovoltaik im Kantonsgebiet gedeckt.
<i>Instrumente zur Förderung</i>	<p>Der gegenwärtige Ausbaugrad des PV-Potenzials im Kanton Glarus ist derzeit noch so gering, dass primär Instrumente empfohlen werden, welche generell zu einer Erhöhung der PV-Produktion führen. Eine spezifische Förderung der Winterstromproduktion aus Photovoltaik erscheint im Moment eher zweitrangig.</p> <p>Im Kapitel 5 werden Instrumente zu einer Erhöhung der Produktion von PV-Strom ganz allgemein bzw. speziell im Winter vorgeschlagen. Ein grosser, positiver Einfluss insbesondere auf den Bau von grossen PV-Anlagen mit geringem Eigenverbrauch hätten höhere und langfristig garantierte Rüchspeisetarife der Verteilnetzbetreiber (technische Betriebe).</p> <p>Das aktuelle Fördersystem führt dazu, dass insbesondere Dächer auf Einfamilienhäusern nur teilweise mit PV-Anlagen bestückt werden. Hier bieten sich Anreize für eine vollständige Ausnutzung der Dachflächen an.</p>

## Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage.....	10
2.	Methodik.....	11
2.1	PV auf Gebäuden.....	11
2.1.1	Berechnungsgrundlagen.....	12
2.1.2	Gespräche mit Solarexperten.....	12
2.1.3	Belegungsgrad der Dächer und Fassaden.....	13
2.1.4	Stichprobe.....	14
2.1.5	Einfluss der Schneebedeckung von PV-Modulen.....	15
2.2	PV auf bestehenden Infrastrukturen.....	16
2.2.1	Parkplätze.....	17
2.2.2	Stehende Gewässer.....	19
2.2.3	Staumauern.....	20
2.2.4	Lawinenverbauungen.....	20
2.2.5	Bergbahnmasten.....	21
2.2.6	Lärmschutzwand Autobahn.....	23
3.	Ergebnisse.....	25
3.1	Photovoltaik Potenzial auf Gebäuden.....	25
3.1.1	Gespräche mit Solarexperten.....	25
3.1.2	Analyse der Datenbasis.....	27
3.1.3	Bestimmung des Belegungsgrads.....	33
3.1.4	Solarstrompotenzial an Gebäuden im Kanton Glarus.....	36
3.1.5	PV Zubau auf Gebäuden im Kanton Glarus.....	49
3.2	PV-Anlagen auf Infrastrukturen.....	51
3.2.1	Parkplätze.....	52
3.2.2	Stehende Gewässer.....	56
3.2.3	Staumauern.....	58
3.2.4	Lawinenverbauungen.....	58
3.2.5	Bergbahnmasten.....	64
3.2.6	Lärmschutzwände entlang der Autobahn.....	66
3.3	Gesamtpotenzial für PV-Strom im Kanton Glarus.....	68
3.4	Gegenüberstellung Strombedarf – PV-Gebäudepotenzial.....	71
4.	Diskussion.....	72
4.1	PV-Potenzial auf Gebäuden.....	72
4.1.1	Belegungsgrad.....	72
4.1.2	Minimale Fassadenfläche für PV-Anlagen.....	73
4.2	PV-Potenzial auf Infrastrukturen.....	74

4.2.1	Einstrahlung .....	74
4.2.2	Einsatz bifazialer Module .....	75
4.3	Moduleffizienz .....	75
4.4	Verluste durch Schneebedeckung .....	75
5.	Förderinstrumente für Kanton und Gemeinden .....	78
5.1	Ausgangslage .....	78
5.2	Eigenschaften und Kritikpunkte der aktuellen Förderung.....	79
5.3	Instrumente zur Förderung von Solarstrom .....	81
6.	Literatur.....	85
7.	Anhang .....	89
7.1	Tabelle der verwendeten Variablen .....	89
7.2	Fragen an Solarexperten .....	92
7.3	Belegungsgrad pro Gebäude in Stichprobe .....	93
7.4	Berechnung des Belegungsgrads Dächer.....	99
7.5	Berechnung des Belegungsgrads Fassaden .....	100
7.6	Räumliche Verteilung Potenzial auf Dachflächen und Fassaden im Winterhalbjahr .....	101
7.7	Räumliche Verteilung Potenzial auf Infrastrukturflächen im Winterhalbjahr .....	102
7.8	Räumliche Verteilung Gesamtpotenzial im Winterhalbjahr .....	103

## Glossar

<i>Belegungsgrad</i>	Anteil einer Dach- oder Fassadenfläche, die mit PV-Modulen belegt werden kann und somit effektiv für die Stromgewinnung mittels Photovoltaik nutzbar ist. Dabei werden die Dachgeometrie, Verschattungen und Hindernisse berücksichtigt.
<i>BFE</i>	Bundesamt für Energie
<i>Bruttodach-/ Bruttofassa- denfläche</i>	Die Summe aller Teildach- und Teilfassadenflächen pro Gebäude ergibt die Bruttodachfläche, respektive die Bruttofassadenfläche. Siehe auch Teildachfläche / Teilfassadenfläche.
<i>Flächen- nutzungsgrad</i>	<p>Anteil der Grundfläche einer Infrastruktur, die mit PV-Modulen belegt wird. Als Grundfläche wird die Fläche verstanden, die für die PV-Anlage genutzt wird. Bei den Parkplätzen sind dies beispielsweise die Bruttoflächen, abzüglich des Abstands von 5m zu benachbarten Gebäuden und Strassen. Bei den stehenden Gewässern dagegen den für die Ertragsberechnung berücksichtigte Anteil der Gewässeroberfläche von 30 %.</p> <p>Der Flächennutzungsgrad bei schwimmenden PV-Anlagen mit einer Modulneigung von 15° beträgt beispielsweise 85 %. Mit zunehmender Modulneigung sinkt der Flächennutzungsgrad, da sich der Reihenabstand der PV-Module vergrössert, um eine gegenseitige Verschattung zu verhindern.</p>
<i>GWR</i>	Eidgenössisches Gebäude- und Wohnungsregister
<i>PR</i>	Die Performance Ratio (PR) beschreibt das Leistungsverhältnis zwischen dem theoretisch möglichen und dem tatsächlichen Ertrag der PV-Anlagen. Die PR wird z.B. von der Modultemperatur, Verschattungen, Verschmutzung oder Leitungsverlusten beeinflusst.
<i>PV</i>	Photovoltaik
<i>Teildachfläche/ Teilfassaden- fläche</i>	Einzelne Dach- oder Fassadenfläche aus den Datensätzen von sonnendach.ch und sonnenfassade.ch mit einer klar definierten Ausrichtung, Neigung und Grösse. Ein Gebäude kann über mehrere Teildach- und Teilfassadenflächen verfügen.
<i>Volllaststunden</i>	Zeit während dieser PV-Anlagen bei ihrer Nennleistung betreiben werden müssten, um die jährliche Energieproduktion zu erreichen. Das Ergebnis wird in einer Anzahl Stunden pro Jahr angegeben oder in Form eines spezifischen Energieertrages pro installierte Nennleistung (kWh/kWp).

# 1. Ausgangslage

## *Einleitung*

Mit der Energiestrategie 2050 sollen die einheimischen erneuerbaren Energien gestärkt werden. Ein grosses Potenzial wird der Photovoltaik zugeschrieben. Gemäss verschiedener Studien liegt das theoretische Potenzial auf Dachflächen im Bereich zwischen 16 TWh (Assouline et al., 2018) und 50 TWh pro Jahr (Bundesamt für Energie, 2019) und auf Fassaden bei rund 17 TWh (Bundesamt für Energie, 2019). Mit einem elektrischen Bedarf der Schweiz von 62 TWh im Jahr 2019 (Bundesamt für Energie, 2020b) kann mit dem ausgewiesenen Potenzial in der Jahresbilanz bis zu 100 % des Strombedarfs gedeckt werden. Aktuell wird jedoch erst 3.8 % des elektrischen Energiebedarfs durch einheimische Photovoltaik gedeckt was 2.2 GWh entspricht (Hostettler, 2020). Folglich wurden bisher rund 3 % des vom Bundesamt für Energie ausgewiesenen Potenzials ausgeschöpft. Aufgrund der bisherigen Entwicklung ist davon auszugehen, dass die in der Energieperspektive 2050+ formulierten Ziele von 34 TWh Energieproduktion durch Photovoltaik im Jahr 2050 (Bundesamt für Energie, 2020a) nicht erreicht werden.

Eine weitere Herausforderung besteht darin, die Stromproduktion im Winter sicher zu stellen. Die überwiegende Mehrheit der Photovoltaikanlagen produziert rund drei Viertel der Energie im Sommerhalbjahr, jedoch fallen heute etwa 55 % des Strombedarfs auf das Winterhalbjahr, Tendenz steigend (Bucher & Schwarz, 2019). Durch steil angestellte Anlagen in höher gelegenen Gebieten und senkrecht installierten Fassaden-Photovoltaikanlagen kann dem Trend entgegengewirkt und der Winterstromanteil erhöht werden.

Im Kanton Glarus besteht gemäss sonnendach.ch und sonnenfassade.ch allein auf Gebäuden ein Photovoltaik-Potenzial von 337 GWh. Im Vergleich dazu betrug der Stromverbrauch im Jahr 2020 im Kanton Glarus 367 GWh.

## *Ziele*

Gemäss dem Postulat «Mehr Solarstrom im Winter» der BDP/glp Fraktion des Kantons Glarus soll geprüft werden, inwiefern eine Unterstützung für PV-Anlagen mit überdurchschnittlichem Winterertrag umsetzbar wäre. Dazu wird in der vorliegenden Studie das Solarpotenzial von Dachflächen, Fassadenflächen und Infrastrukturflächen im Kanton Glarus untersucht. Im Fokus liegen der potenzielle Jahresertrag und der Winterstromanteil. Freiflächenanlagen werden nicht berücksichtigt.

## *Vorgehen*

Als Grundlage für die Dach- und Fassadenfläche werden die Daten von Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch (Bundesamt für Energie, o. J.-a, o. J.-b) verwendet. Das Potenzial auf Infrastrukturen wird basierend auf einer GIS-basierten Untersuchung berechnet. Die Potenzialabschätzung der Dach- und Fassadenflächen wird anhand einer Stichprobe von 26 Teildachflächen und Fassaden geprüft, indem die entsprechenden Flächen im Hinblick auf eine zu realisierende Photovoltaikanlage basierend auf Orthofotos untersucht werden und der mögliche Flächennutzungsgrad ermittelt wird. Der Flächennutzungsgrad aus der Stichprobe wird mit den Ergebnissen anderer Studien verglichen. Basierend auf diesen Ergebnissen wird das Gesamtpotenzial zur Stromerzeugung mittels Photovoltaik im Kanton Glarus berechnet. Im Hinblick auf einen hohen Winterstromanteil werden die Potenziale anhand verschiedener Kriterien wie Höhenlage, Neigungswinkel der nutzbaren Flächen und Gebäudetypen untersucht. So kann beurteilt werden, ob sich bestimmte Anlagentypen speziell für eine Förderung von Winterstrom eignen.

## 2. Methodik

In den folgenden Unterkapiteln wird die angewendete Methodik zur Erhebung des PV-Potenzials im Kanton Glarus beschrieben. Sie wird unterteilt in einen Gebäude- und einen Infrastrukturtel.

### *Berechnung PV-Potenzial*

Das PV-Potenzial wird über die nutzbare Fläche, die Einstrahlung in die Modulebene, einen Modulwirkungsgrad von 17 % und eine Performance Ratio (PR) von 80 % berechnet (Formel 1). Die nutzbare Fläche berechnet sich aus der Bruttofläche multipliziert mit dem Belegungsgrad.

*Formel 1: Berechnung Photovoltaikertrag anhand der Einstrahlung auf Modulebene ( $E_{\text{Modulebene}}$ ), der Nutzfläche ( $A_{\text{Nutz}}$ ), des Modulwirkungsgrads ( $\eta_{\text{Modul}}$ ) von 17% und des Performance Ratio (PR) von 80%.*

$$E_{PV} = E_{\text{Modulebene}} * A_{\text{Nutz}} * \eta_{\text{Modul}} * PR$$

### 2.1 PV auf Gebäuden

Zur Erhebung des PV-Potenzials auf Gebäuden im Kanton Glarus wird die Datenbasis von sonnendach.ch und sonnenfassade.ch verwendet. Diese wird nachfolgend kurz beschrieben und die wichtigsten Kriterien und Annahmen werden vorgestellt. Zudem wird das Vorgehen bei der Befragung der Solarexperten zu offenen Fragen dargelegt. Zuletzt wird erläutert, wie der Belegungsgrad von Teildachflächen und Fassadenflächen bestimmt wird und wie die dafür nötige Stichprobe gewählt wird. Auch wird erläutert, wie mit der Schneebedeckung auf Dächern als reduzierender Faktor der Winterstromerzeugung umgegangen wird.

### *Datengrund- lage*

Als Datengrundlage dienen insbesondere die Daten aus sonnendach.ch und sonnenfassade.ch auf Monats- und Jahresbasis (Bundesamt für Energie, o. J.-a, o. J.-b), die vom Bundesamt für Energie zur Verfügung gestellt wurden. Damit können die potenziellen Jahres- und Winterstromerträge auf Gebäuden im Kanton Glarus errechnet werden. Die Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen bei Dachanlagen werden basierend auf einer Studie zum Winterstrompotenzial in der Schweiz (Bucher & Schwarz, 2020) abgeschätzt. Zusätzlich werden Daten aus dem eidgenössischen Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) beigezogen, um Auswertungen beispielsweise nach Bauperiode oder Gebäudeklassen zu verfeinern (Bundesamt für Statistik, o. J.). Weitere Quellen, z.B. für Auswertungen nach Höhenlage und Gemeinde werden in der Auflistung der verwendeten Variablen im Anhang 7.1 aufgelistet.

### 2.1.1 Berechnungsgrundlagen

#### Eignungsklassen

Die Eignungsklassen von Dach- und Fassadenflächen werden analog zu sonnen-dach.ch und sonnenfassade.ch festgelegt und sind in Tabelle 2 gezeigt.

Tabelle 2: Eignungskategorien der Dächer und Fassaden analog zu sonnendach.ch und sonnenfassade.ch (Klauser & Schlegel, 2016)

Dachflächen		Fassadenflächen	
Kategorie	Einstrahlung [kWh/m <sup>2</sup> /Jahr]	Kategorie	Einstrahlung [kWh/m <sup>2</sup> /Jahr]
gering	< 800	gering	< 600
mittel	≥ 800 und < 1000	mittel	≥ 600 und < 800
gut	≥ 1000 und < 1200	gut	≥ 800 und < 1000
sehr gut	≥ 1200 und < 1400	sehr gut	≥ 1000 und < 1200
hervorragend	≥ 1400	hervorragend	≥ 1200

#### Voranalyse

Die Datengrundlage und Annahmen zur Berechnung des Potenzials werden in Tabelle 3 ersichtlich. Die Berechnungen sowie grafischen Darstellungen erfolgen in der Software RStudio.

Tabelle 3: Kriterien und Annahmen für die Errechnung des Solarpotenzials.

Kriterien & Annahmen	Art	Dächer	Fassaden
Einstrahlung	Basis des Ertrags	Die Sonneneinstrahlung pro Fläche berücksichtigt: 1. Direktstrahlung auf die geneigte Fläche. 2. Diffusstrahlung vom Himmel. 3. vom Boden reflektierte Strahlung (z.B. durch Schnee). 4. Fern- (z.B. Berge) und Nahverschattung (z.B. Büsche)	
Eignungsgrad bzw. Eignungsklasse	Ausschlusskriterium	Teildachflächen mit Einstrahlung < 1000 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr. Betrifft Eignungskategorien «gering» und «mittel».	Teilfassadenflächen mit Einstrahlung < 600 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr. Betrifft Eignungskategorie «gering».
Fläche	Ausschlusskriterium	Teildachflächen < 10 m <sup>2</sup> werden nicht berücksichtigt.	Teilfassadenflächen < 20 m <sup>2</sup> werden nicht berücksichtigt.
Belegungsgrad	Reduktionsfaktor	Die nutzbaren Teildachflächen werden zu 59 % belegt (siehe Kapitel 3.1.3).	Die nutzbaren Teilfassadenflächen werden zu 49 % belegt (siehe Kapitel 3.1.3).
Geschützte Objekte	Ausschlusskriterium	Kein Ausschluss	Geschützte Objekte ausgeschlossen.
Objektart	Ausschlusskriterium	Ausschluss der Objektarten «Hochkamin», «Lagertank», «unterirdische Gebäude» sowie «unsichtbare Gebäude» gemäss GWR.	

### 2.1.2 Gespräche mit Solarexperten

#### Solarexperten

Die Anwendbarkeit der Berechnungsgrundlagen aus Tabelle 3 sowie die Notwendigkeit zusätzlicher Ausschlusskriterien werden durch Gespräche mit zwei Solarexperten überprüft. Einerseits mit dem Projektleiter Michael Götz von der Helion - Bouygues E&S InTec Schweiz AG und andererseits mit Claudius Bösiger, Mitglied der Geschäftsleitung bei Planeco GmbH. Die Fragen können im Anhang 7.2 eingesehen werden. Die Ergebnisse dieser Gespräche und deren Einfluss auf die Potenzialberechnung im Kanton Glarus sind im Kapitel 3.1.1 dokumentiert.



### 2.1.3 Belegungsgrad der Dächer und Fassaden

Von sonnendach.ch und sonnenfassade.ch wird meist die gesamte Dach- und Fassadenfläche berücksichtigt (Portmann et al., 2019). Doch Kamine, Dachränder, Aufbauten, Attika-Terrassenflächen aber auch Fenster und Türen sollten sinnvollerweise nicht belegt werden. Zur Berechnung des Solarpotenzials muss ein Belegungsgrad ermittelt werden, welcher den Anteil der für Photovoltaik nutzbaren Fläche an der Gesamtfläche angibt.

#### *Belegungsgrad Dachflächen*

Das BFE rechnet mit einem Belegungsgrad von 70 % für Schrägdächer und zwischen 42 % und 80 % für Flachdächer (Portmann et al., 2019). Über alle Gebäudeflächen gemittelt sind dies rund 70 % (Bundesamt für Energie, o. J.-c; Moro et al., 2021). Diese Werte wurden durch eine Expertenbefragung von relevanten Schweizer Solar-Unternehmen und dem Branchenverband Swissolar bestimmt (Portmann et al., 2019). Zwei Studien die sich auf die Errechnung des Schweizer Solarpotenzials fokussieren, errechneten einen geringeren Belegungsgrad von 60.5% und 56.4% (Assouline et al., 2018; Walch et al., 2020). Beide Studien bestimmen durch maschinelles Lernen die Belegungsgrade aller Teildachflächen individuell. Die aktuellste Studie stammt von Moro et al. (2021), welche aus der manuellen Belegung von insgesamt 690 Dachflächen auf den Belegungsgrad für Dachflächen schliesst. Sie zeigt einen deutlich tieferen Belegungsgrad von 39 % bei Flachdächern und 56 % bei Schrägdächern, was schweizweit zu einem flächengewichtet mittleren Belegungsgrad von 50 % führt.

Für die vorliegende Untersuchung wird in einer Feldstudie im Kanton Glarus eine Stichprobe von 26 Teildachflächen virtuell mit Solarmodulen belegt. Um möglichst genaue Dachflächenverhältnisse zu bestimmen, wird auf den Karten des Bundes unter [map.geo.admin.ch](http://map.geo.admin.ch) (swisstopo-Daten) jede Teildachfläche der Stichprobe vermessen und im Base-Tool von K2-Systems (K2 Systems GmbH, o. J.) mit Solarmodulen (Masse: 1640 x 992 mm) virtuell belegt. Zur Verifizierung werden Gebäude mit speziellen Dachformen oder nicht identifizierbaren Hindernissen auf dem Dach vor Ort besichtigt. Bei Hindernissen südlich von Modulflächen werden einzelne Module aus der automatischen Belegung des Base-Tools entfernt. Damit wird berücksichtigt, dass von Verschattung sehr stark betroffene Flächen üblicherweise nicht mit aktiven Modulen belegt werden. Solche Flächen sind anhand von Rahmen ohne Einfärbung zu erkennen (siehe Anhang 7.3, Gebäude Nr. 19). Für jede Teildachfläche wird so ein Belegungsgrad bestimmt ( $\text{Modulfläche} \cdot \text{Anzahl Module} / \text{Teildachfläche}$ ).

Der mittels Stichprobe ermittelte Belegungsfaktor im Kanton Glarus wird für die Berechnung des PV-Potenzials verwendet. Dieser bewegt sich zwischen den Werten aus den Studien von Moro et al. (2021) und Portmann et al. (2019) und ist nahe den Belegungsgraden aus den Studien von (Assouline et al., 2018; Walch et al., 2020). Ausserdem wurde bei der Belegung der Dachflächen festgestellt, dass Dachflächen in städtischen Ballungsgebieten tendenziell eher mehr Hindernisse aufweisen als Dachflächen in ländlichen Gebieten. Dies könnte die Abweichung des Belegungsgrades um 9 % zum Bericht von Moro et al. (2021) erklären.

#### *Belegungsgrad Fassaden- flächen*

Bei den Solarfassaden rechnet das BFE mit Belegungsfaktoren von 60 % für Mehrfamilienhäuser, 45 % für Einfamilienhäuser und 55 % für weitere Gebäude (Portmann et al., 2019). Dies für Flächen, die kein Ausschlusskriterium erfüllen. Diese Faktoren wurden durch Feldstudien festgelegt. Dabei wurden insgesamt 45 Fassaden dieser Kategorien im urbanen Gebiet von Kriens fotografiert und analysiert (Portmann et

al., 2019). Die genauen Belegungskriterien wurden im Bericht nicht festgehalten. Eine Studie aus dem Tessin legte durch eine Analyse von 327 geeigneten Fassaden ( $\geq 600 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$ ) im urbanen Umfeld von Mendrisio fünf Mehrfamilienhaus-Typen fest und bestimmte dafür durch Ausgrenzung von Fenstern und Türen einen Reduktionfaktor. Eine zusätzliche, geringfügige Reduktion durch Dachüberhänge und Selbstbeschattung wurde bestimmt und damit ein Gesamt-Belegungsgrad von durchschnittlich 54 % errechnet (Saretta et al., 2019). Da beide Studien im urbanen Umfeld getätigt wurden und die Tessiner-Studie sogar nur Mehrfamilienhäuser berücksichtigt, können die Ergebnisse dieser Studien nicht ohne vorherige Prüfung in die Potenzialanalyse des Kanton Glarus einfließen.

Deshalb wird analog der Dächer eine Feldstudie mit einer Stichprobe von 26 Fassaden ausgewählt. Da keine geeigneten Fassadenbelegungstools verfügbar sind und auf [map.geo.admin.ch](http://map.geo.admin.ch) keine Fassaden vermessen werden können, wird die Belegung durch Fotos der Fassaden aus der Stichprobe analysiert. Die Fotos werden wo möglich durch Google Streetview erfasst. Ist dies nicht möglich, werden vor Ort Aufnahmen gemacht. Für die Vermessung wird das Tool Datinf Measure verwendet (Datinf GmbH, o. J.). Als Referenzdistanz dient jeweils die [map.geo.admin.ch](http://map.geo.admin.ch) vermessene Distanz der Dachbreite (Traufe zu Traufe) oder die Giebellänge. Dabei ergibt jeweils die Summe der potenziell belegbaren Bereiche im Verhältnis zur Gesamtfassadenfläche den entsprechenden Belegungsgrad. Diese 26 Belegungsgrade werden flächengewichtet gemittelt und ergeben damit einen mittleren Belegungsgrad für Fassadenflächen.

*Varianten  
«konservativ»  
und «Maximal-  
belegung» bei  
Fassadenbe-  
legungsgrad*

Da sowohl eine Vollintegration mit kompletter Nutzung der Fassadenfläche (abzüglich Fenster, Türen, Fensterlägen) als auch eine Nutzung von Flächen mit bestimmten Mindestgrößen möglich ist, werden zwei bei Fassaden zwei Belegungsvarianten erstellt.

Einerseits wird eine konservative Variante belegt, bei der möglichst zusammenhängende, grössere und ästhetisch geeignete Flächen und allfällige Verschattungen berücksichtigt werden. Dabei wird darauf geachtet, dass Modul-Seitenlängen mindestens 0.6 m betragen, da diese der ökonomischen Minimalgrösse entspricht (Megasol, 2019). Generell werden Fassaden jedoch sonst oft auf Mass produziert, womit keine Abhängigkeit von Standardmodulen wie bei den Dächern besteht (F. Weber, o. J.).

Andererseits wird eine Maximalvariante belegt, bei der nur Türen und Fenster oder allfällige Hindernisse aus der Fassadenfläche ausgeschlossen werden.

Die Potenziale werden, falls nicht explizit erwähnt, jeweils für die konservative Variante angegeben.

#### 2.1.4 Stichprobe

*Stichproben-  
auswahl*

Die erwähnte Stichprobe der Teildachflächen wird zufällig aus allen geeigneten Teildachflächen des sonnendach.ch-Datensatzes im Kanton Glarus gezogen. Gleichermaßen sollten zufällig Fassadenflächen aus dem sonnenfassade.ch-Datensatz gezogen werden. Um hier Zeit bei der Besichtigung vor Ort zu sparen, werden jedoch 26 Fassadenflächen analysiert, die zum selben Gebäude wie die zufällig gezogenen Teildachflächen gehören. Da einige Gebäude vor Ort unter Einhaltung der Privatsphäre der Bewohner nicht besichtigt werden können oder einige zufällig gewählte Gebäude keine geeigneten Fassaden aufweisen, werden 70 Teildachflächen

gezogen und dann durch folgende Ausschlusskriterien auf die gewünschten 26 Teildach- und Fassadenflächen reduziert:

- Gebäude ohne geeignete Fassade werden ausgeschlossen.
- Gebäude höher als 1400 m ü.M. werden aufgrund der Erreichbarkeit für die Vermessung ausgeschlossen.
- Geschützte Gebäude werden ausgeschlossen.
- Privatgrundstücke werden nicht betreten. Sind die Gebäude von der Strasse aus nicht einsehbar, werden sie ausgeschlossen.
- Liegt mehr als eine geeignete Fassade pro Gebäude vor, wird jene analysiert, die sich am besten vermessen lässt (am wenigsten durch einen ungeeigneten Fotowinkel verzogen, ganze Fassade auf einem Bild).

Aufgrund der geringen Stichprobengrösse kann nicht mit einem belastbaren Ergebnis gerechnet werden. Das begrenzte Zeitbudget lässt jedoch keine umfangreichere Stichprobe zu. Für belastbare Ergebnisse wird in Moro et al. (2021) eine Stichprobengrösse von 120 Dachflächen vorgeschlagen. Aus diesem Grund wurden die Ergebnisse aus der Stichprobe mit anderen Studien verglichen und beurteilt, ob die Resultate für den Kanton Glarus anwendbar sind.

### 2.1.5 Einfluss der Schneebedeckung von PV-Modulen

#### *Grundlage*

Die Einstrahlungsdaten aus sonnendach.ch berücksichtigen keine Potenzialminderung durch die Schneebedeckung von Modulen. Da diese stark vom Anlagenstandort, der Neigung und der Art der Anlage abhängt (Pawluk et al., 2019), wird sie hier näherungsweise für das Gesamtpotenzial des Kantons und nicht anlagenspezifisch bestimmt. Grundlage für die hier eingesetzte Korrektur bilden zwei Untersuchungen:

In der Studie «Studie Winterstrom Schweiz» wurde der Einfluss der Schneebedeckung von PV-Anlagen auf die Erträge modelliert (Bucher & Schwarz, 2020). Daraus wurde schweizweit ein mittlerer Verlust von 34 % des Ertragspotenzials in den Monaten Dezember, Januar und Februar berechnet. Dabei wurden Anlagen mit einem Neigungswinkel von maximal 60° betrachtet. Die Korrektur der Ertragsprognosen mit dem Verlust durch die Schneebedeckung führte dazu, dass die simulierten Erträge gegenüber den real gemessenen Werten um wenige Prozent unterschätzt, respektive die Schneeverluste überschätzt wurden (Bucher & Schwarz, 2020).

Die Ergebnisse dieser Studie konnten anhand einer nicht veröffentlichten internen Untersuchung der Autoren bestätigt werden. Diese Untersuchung wurde mittels Ertrags- und Wetterdaten der PV-Anlage auf der Lintharena sgu in Näfels im Kanton Glarus durchgeführt. Während der Jahre 2016, 2017 und 2019 betrugen die Verluste durch die Schneebedeckung dort rund 30 % des Ertrages in den Monaten Dezember, Januar und Februar.

#### *Verlust durch Schneebedeckung von Modulen*

Die Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen werden in den meisten Resultaten *nicht berücksichtigt*, ausser dies wird explizit angegeben (Abbildung 38, Kapitel 3.1.4). Dieses Vorgehen wird gewählt, damit theoretische Potenziale ermittelt werden, welche bei geeigneter Bauweise (Schnee wird nicht vor Abrutschen gehindert) nahezu erreicht werden können. Weiter ist eine Modellierung der Schneeverlusten in verschiedenen Höhenlagen und bei verschiedenen Neigungswinkeln komplex und von vielen nicht verfügbaren Variablen abhängig.

Basierend auf den zuvor erwähnten Untersuchungen werden die Ertragspotenziale der Dachflächen in den Monaten Dezember, Januar und Februar mit dem Faktor 0.7

multipliziert, was einer Potenzialreduktion von 30 % in diesen drei Monaten entspricht. Dieser Korrekturfaktor wird nur bei einer Anlagenneigung unterhalb 60° eingesetzt. Dies betrifft 99.9 % der geeigneten Dachflächen. Die Fassadenflächen sind von dieser Korrektur nicht betroffen. Die überwiegende Mehrheit der geeigneten Dachflächen liegt in den Tälern, wo keine sehr langen Perioden mit Schneebedeckung auf den Dächern erwartet werden müssen. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Berücksichtigung von Verlusten durch Schneebedeckung mit dem oben erwähnten Korrekturfaktor im Durchschnitt aller Anlagen geeignet ist.

## 2.2 PV auf bestehenden Infrastrukturen

Bei der Untersuchung des (Winter-) Strompotenzials im Kanton Glarus für Infrastrukturflächen handelt es sich um eine GIS-basierte Untersuchung. Es wird das Potenzial auf Parkplätzen und stehenden Gewässern sowie an Staumauern, Lawinenverbauungen, Bergbahnmasten und Lärmschutzwänden untersucht. Dafür werden die geeigneten Flächen identifiziert und quantifiziert und der elektrische Ertrag anhand der Einstrahlung in der geneigten Ebene und dem Modul- sowie Systemwirkungsgrad berechnet. Da sich die Methodik für die verschiedenen Infrastrukturtypen unterscheiden, wird diese nachfolgend für die aufgeführten Infrastrukturen separat beschrieben.

<i>PV-Ertrag</i>	<p>Der Photovoltaikertrag wird wie bei den gebäudegebundenen Anlagen gemäss Formel 1 über die nutzbare Fläche, der Einstrahlung in der Modulebene, einem Modulwirkungsgrad von 17 % und einer Performance Ratio von 80 % berechnet.</p> <p>Die typische Einstrahlung in der Modulebene wird bei den Infrastrukturflächen aus der Software Meteonorm (Meteotest, o. J.) unter Berücksichtigung des Fernhorizonts berechnet. Eine Ausnahme stellen jedoch die 54 betrachteten Parkplatzflächen dar: Um den Berechnungsaufwand gering zu halten, wird bei diesen die Einstrahlung mittels der Geoinformations-Software ArcGIS Pro berechnet, wie in Kapitel 2.2.1 erläutert. Für die räumlichen Analysen wie auch die flächendeckende Einstrahlungsberechnung wird die Geoinformations-Software ArcGIS Pro von ESRI (Esri, o. J.) eingesetzt.</p> <p>Beispielhafte Anlagentypen für die untersuchten Infrastrukturflächen werden im Kapitel 3.2 aufgezeigt.</p>
<i>Ertragsverlust durch Schneebedeckung</i>	<p>Der Ertragsverlust durch die Schneebedeckung wird bei den PV-Anlagen auf Infrastrukturen nicht berücksichtigt. Einerseits ist bei ausreichend steiler Modulneigung mit keiner langfristigen Schneebedeckung zu rechnen und andererseits wird davon ausgegangen, dass der Schnee bei Infrastrukturanlagen im Vergleich zu Dachanlagen leichter abrutschen kann.</p>
<i>Identifikation von Flächen</i>	<p>Die Identifikation der Infrastrukturflächen im Kantonsgebiet erfolgt anhand des Geodatensatzes swissTLM3D von Swisstopo (Swisstopo, o. J.-c) und nach Rücksprache mit der Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus.</p> <p>Für die räumlichen Analysen wie auch die flächendeckende Einstrahlungsberechnung wird die Software ArcGIS Pro von ESRI (Esri, o. J.) eingesetzt.</p>
<i>Distanz zum Netzeinspeisepunkt</i>	<p>Die Nähe zum Netzeinspeisepunkt wird anhand der georeferenzierten Übersichtskarten für das Elektrizitätsnetz der drei technischen Betriebe Glarus Nord, Glarus und Glarus Süd in der GIS-Software berechnet (Technische Betriebe Glarus, o. J.; Technische Betriebe Glarus Nord, o. J.; Technische Betriebe Glarus Süd, o. J.). Es wird jeweils</p>

die Luftliniendistanz ausgewiesen. Für PV-Anlagen mit einer Leistung bis 500 kW wird die Distanz zur Netzebene 7 berechnet, für alle grösseren PV-Anlagen die Distanz zur Netzebene 5.

### 2.2.1 Parkplätze

Die Ertragsberechnung basiert auf der Annahme, dass die Parkplatzfläche inklusive der Fahrwege mit einer Photovoltaikanlage mit einer Modulneigung von 10° überdacht wird, wie dies beispielsweise mit dem Solarfaltdach Horizon der Firma dhp technology (dhp technology AG, 2021a) aus Zizers realisiert werden kann. Dieser Anlagentyp wird übrigens auch über den Klärbecken der Abwasserreinigungsanlage in Bilten eingesetzt. Durch die einfahrbaren Module wird sichergestellt, dass das Solarfaltdach vor Gefahren wie Hagel oder Sturm geschützt ist und im Winter nicht mit Schnee bedeckt ist.

*Flächen* Die Parkplatzflächen stammen aus dem Geodatenatz «swissTLM3D\_TLM\_VERKEHRSAREAL» von Swisstopo. Die Flächen werden dahingehend angepasst, dass zu angrenzenden Strassen und Gebäuden ein Abstand von 5 m eingehalten wird. Die verbleibende Fläche stellt die nutzbare Fläche für eine Photovoltaikanlage dar.

*Flächen-nutzungsgrad* Es kann nicht damit gerechnet werden, dass Parkplätze eine rechteckige Form aufweisen, die sich gut für eine PV-Anlage eignen. Einige der Parkplätze verlaufen beispielsweise zu einem Spitz zusammen, wiederum andere haben komplexere geometrische Formen, die sich teilweise verästeln. Ausserdem können Parkplätze mit Bäumen bewachsen sein, was zu Verschattungen führt. Der Baumbestand auf den Parkplätzen wird nicht separat analysiert.

Aufgrund spezieller Parkplatzformen und dem Baumbestand wird von einem Flächen-nutzungsgrad von 75 % ausgegangen. Als Flächennutzungsgrad wird der Anteil der Grundfläche, hier der Parkplatzfläche abzüglich des Abstands von 5m zu Strassen und Gebäuden, verstanden, die mit die PV-Modulen belegt wird.

*Einstrahlung gemäss DHM25* Die Einstrahlung für das Winter- und Sommerhalbjahr basiert auf einer Einstrahlungsberechnung mit einer Geoinformation (GIS) - Software. Die Datengrundlage dazu bietet das digitalen Höhenmodell DHM25 von Swisstopo (Swisstopo, o. J.-c). Die Berechnung der Einstrahlung über das Kantonsgebiet erfolgt mit dem Toolset «Solar Radiation Area». Die voreingestellten Einstellungen im Toolset werden übernommen. Als Ergebnis liegt die Einstrahlung in der Horizontalen vor, die für die PV-Ertragsberechnung verwendet wird. Abbildung 2 zeigt, dass die horizontale Einstrahlung ungefähr jener einer 10° geneigten und Ost-West ausgerichteten Fläche sowie auch Nord-Süd ausgerichteten Fläche entspricht und daher für die Ertragsabschätzung einer 10° geneigten Fläche mit genügender Genauigkeit verwendet werden kann. Die Ausrichtung kann bei einer Neigung von 10° für die Ertragsberechnung vernachlässigt werden.

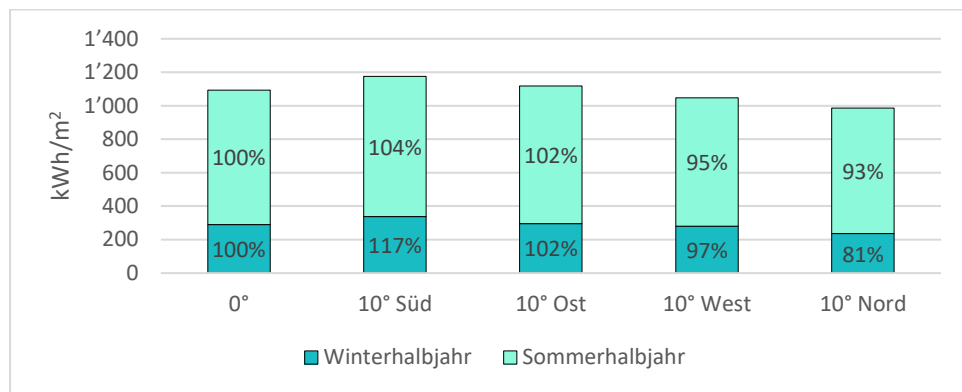


Abbildung 2 Einstrahlung für das Winter- und Sommerhalbjahr gemäss Meteonorm für den Standort Näfels in der Horizontalen sowie einer 10° geneigten Fläche, die gegen Süden, Osten und Westen ausgerichtet ist. Die Prozentangaben beziehen sich auf den Mehr- resp. Minderertrag gegenüber der horizontalen Ebene.

## Korrektur der Einstrahlung

Die Einstrahlungsdaten aus der Software Meteonorm zeigte für zehn untersuchte Parkplatzstandorte, die ein hohes Potenzial aufweisen, gegenüber der mit der GIS-Software berechneten Einstrahlung 44 bis 67 Prozent höhere Einstrahlungswerte im Winterhalbjahr. Der Ertrag im Winterhalbjahr würde somit unterschätzt. Dagegen war die Einstrahlung im Sommerhalbjahr mit einer Abweichung von +/- 5 Prozent in einem ähnlichen Bereich (Abbildung 3). Ein Vergleich der Einstrahlungswerte aus Meteonorm und der GIS-Software mit dem langjährigen Mittel von drei Messtationen von MeteoSchweiz im Kanton Glarus in Kapitel 4.2.1 zeigt, dass Meteonorm insbesondere für das Winterhalbjahr verlässlichere Einstrahlungswerte ausweist.

Der Ertrag im Winterhalbjahr wird daher mit den korrigierten Einstrahlungsdaten berechnet. Dazu werden für die zehn untersuchten Parkplatzstandorte die Einstrahlungswerte aus Meteonorm verwendet, für alle übrigen wir die Einstrahlung im Winterhalbjahr gemäss GIS-Software um 50 Prozent erhöht. Die Einstrahlung vom Sommerhalbjahr wird unverändert aus der GIS-Software übernommen.

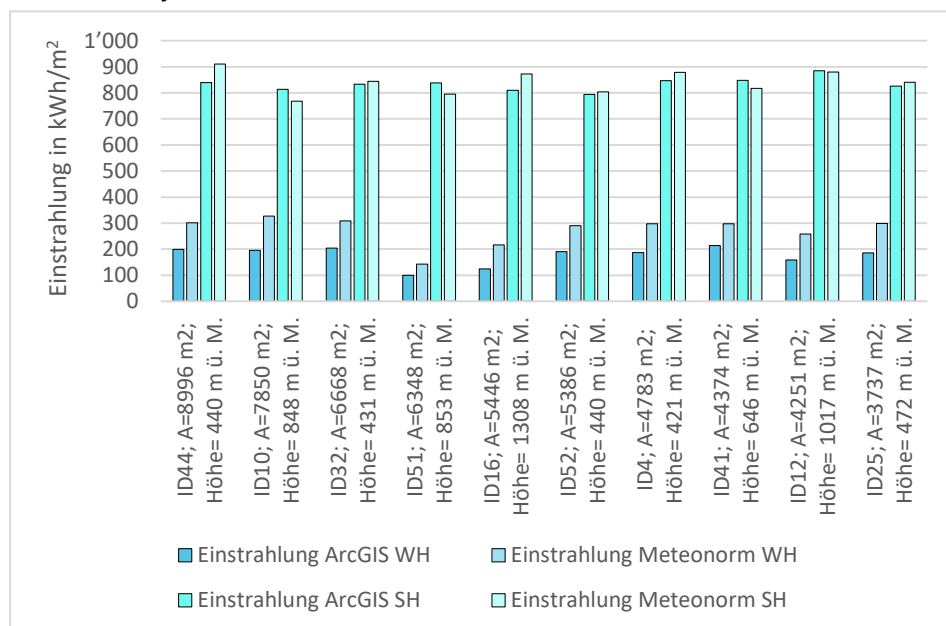


Abbildung 3: Vergleich der berechneten Einstrahlung für das Winterhalbjahr (WH) und Sommerhalbjahr (SH) mittels GIS-Software ArcGIS und Meteonorm für 10 Parkplatzstandorte im Kanton Glarus, die eine hohes Potenzial aufweisen. Die ID stammt aus dem Datensatz von swissTLM3D\_TLM\_VERKEHRSAREAL. Zudem sind die nutzbare Parkplatzfläche und die Höhenlage angegeben.

## 2.2.2 Stehende Gewässer

Bei stehenden Gewässern basiert die Ertragsberechnung auf der Annahme, dass die Photovoltaikanlage auf schwimmenden Pontons installiert wird, wie dies beispielsweise am Lac de Toules realisiert wurde (Abbildung 52 auf Seite 56). Der Ertrag wird einerseits für eine 15° geneigte Anlage mit Ost-West-Ausrichtung und andererseits für eine 30° geneigte und gegen Süden ausgerichtete Anlage berechnet.

### Flächen

Die zu untersuchenden Gewässer wurden in Absprache mit der Abteilung Umweltschutz und Energie vom Kanton Glarus festgelegt. Die Gewässeroberflächen werden aus dem Geodatenatz «swissTLM3D\_TLM\_STEHENDES\_GEWAESSER» von Swisstopo übernommen.

### Flächennutzungsgrad

Die nutzbare Fläche für die Photovoltaikmodule hängt einerseits von der Modulneigung sowie von der nutzbaren Gewässeroberfläche ab. Für aufgeständerte Anlagen gilt, dass der Reihenabstand mit zunehmender Modulneigung zunimmt und damit die Anlagenleistung abnimmt. Als Faustregel wird gemäss Mertens (2018) angenommen, dass die vordere Modulreihe am kürzesten Tag des Jahres über den Mittag keinen Schatten auf der dahinterliegenden Modulreihe verursacht. Damit ergibt sich für eine nach Süden ausgerichtete Anlage mit einer Neigung von 30° ein Flächennutzungsgrad von 43 %. Bei einer 15° geneigten Ost-West Anlage resultiert ein Flächennutzungsgrad von 80 %, da in diesem Fall nur ein Durchgang von 0.5 m zwischen den Modulreihen berücksichtigt ist.

Die für Photovoltaik nutzbare Gewässeroberfläche wird anhand des Limmernsees grob abgeschätzt (Abbildung 4). Dazu werden rechteckige Flächen eingezeichnet und daraus das Flächenverhältnis in Bezug auf die Gewässeroberfläche berechnet. Für die Ertragsberechnung wird davon ausgegangen, dass 30 % der Gewässeroberfläche genutzt werden können, was nach Einschätzung der Autoren einem sinnvollen Flächenverhältnis für die Potenzialabschätzung entspricht.

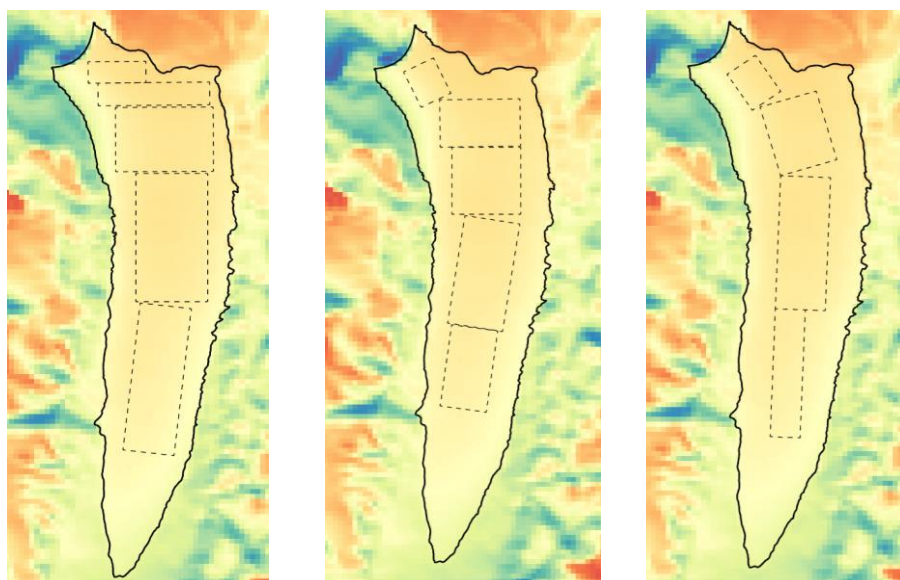


Abbildung 4: Abschätzung der nutzbaren Gewässeroberfläche für Photovoltaik (eingezeichnete Rechtecke) anhand vom Limmernsee. Bei der ersten Abbildung sind 50 % der Gewässeroberfläche belegt, bei der zweiten 38 % und bei der rechten Abbildung sind es 30 %. Eine allfällige Absenkung des Seespiegels wurde durch den niedrigen Flächennutzungsgrad von 30 % mitberücksichtigt. Der farbige Hintergrund zeigt die Einstrahlung pro Jahr an (grünblau = tiefe Einstrahlung, rot = hohe Einstrahlung).

*Einstrahlung* Die Einstrahlung in die Modulebene wird für den Mittelpunkt der Gewässeroberfläche mittels Meteonorm berechnet. Die Homogenität der Einstrahlungsverteilung über die Gewässeroberfläche wird anhand der mit der ArcGIS Pro berechneten jährlichen Einstrahlung (siehe Kapitel 2.2.1) beurteilt. Die Gewässeroberflächen werden aus dem Geodatensatz «swissTLM3D\_TLM\_STEHENDES\_GEWAESSER» von Swisstopo übernommen.

### 2.2.3 Staumauern

Für das Potenzial an Staumauern wird die Ausrichtung der Aussenseite geprüft. Da im Kantonsgebiet nur der Muttsee eine südseitig ausgerichtete Staumauer aufweist und darauf bereits eine Anlage geplant ist, wird in diesem Bericht nur der erwartete Ertrag dieser Anlage aufgeführt.

### 2.2.4 Lawinenverbauungen

Für die Ertragsberechnung an Lawinenverbauungen werden zwei Varianten betrachtet. In der ersten Variante wird davon ausgegangen, dass, analog einer bereits realisierten Versuchs-Anlage in Bellwald, entlang der Oberkante der Lawinenverbauung eine Modulreihe im Porträtmodus installiert werden kann. Bei der zweiten Variante basiert die Ertragsberechnung auf der Annahme, dass die Module an einer Seilkonstruktion über der Lawinenverbauung installiert werden, wie dies beim alpinen Solarkraftwerk am Chüenihorn in St. Antönien vorgesehen war.

Die zu untersuchenden Lawinenverbauungen werden in Rücksprache mit der Abteilung Umweltschutz und Energie vom Kanton Glarus ausgewählt.

*Neigungswinkel und bifaziale Module*

Untersuchungen an der alpinen Versuchsanlage der ZHAW auf 2500 m ü.M. in Davos haben gezeigt, dass 70° geneigte Module den höchsten Jahres- wie auch Winterstromertrag aufweisen (Anderegg et al., 2019a, 2019b, 2020). Für beide Varianten der Ertragsberechnung an den Lawinenverbauungen wird daher dieser Neigungswinkel übernommen und zudem eine Ertragssteigerung durch den Einsatz von beidseitig aktiven (sogenannt bifazialen) Modulen berücksichtigt. Lawinenverbauungen eignen sich speziell für den Einsatz von solchen Modulen, weil aufgrund der Höhenlage Reflexionen an der Schneedecke erwartet werden können, es sich um stark geneigte, quasi freistehende Module handelt und ein genügend grosser Abstand zum Boden vorhanden ist. Gemäss einer Untersuchung von Sun et al. (2018) sind dies die begünstigenden Faktoren für den Mehrertrag von bifazialen Modulen. Der Einfluss der Schneebedeckung und des Neigungswinkels konnte zudem in Untersuchungen an der alpinen Versuchsanlage der ZHAW in Davos bestätigt werden (Anderegg et al., 2019a, 2019b, 2020).

Die Ertragssteigerung durch den Einsatz von bifazialen Modulen basiert auf der Untersuchung der alpinen Versuchsanlage der ZHAW in Davos im Zeitraum von Oktober 2017 bis September 2019. Der mittlere Mehrertrag der 70° geneigten und südausgerichteten bifazialen gegenüber den monofazialen Modulen beträgt bei der Versuchsanlage im Winterhalbjahr 20 % und im Sommerhalbjahr 11 % (Anderegg et al., 2019a, 2020).



**Variante 1: Installation an Lawinverbauung**

Für die Ertragsberechnung nach dem Vorbild der Versuchsanlage in Bellwald werden die Längen und Ausrichtungen der einzelnen Segmente der Lawinverbauung anhand des Geodatenatzes «swissTLM3D\_TLM\_VERBAUUNG» von Swisstopo in der GIS-Software berechnet. Um den Aufwand für die Einstrahlungsberechnung der grossen Anzahl an Segmenten mit verschiedenen Ausrichtungen in Meteornorm gering zu halten, werden für jeden Standort jeweils fünf Ausrichtungen berücksichtigt. Die Ausrichtung der einzelnen Segmente werden dann in einem Bereich von +/- 22.5 Grad einer dieser fünf Ausrichtungen zugewiesen (Tabelle 4). So wird zum Beispiel für alle Segmente, die eine Ausrichtung zwischen -22.5 Grad und 22.5 Grad aufweisen, die Einstrahlung einer südausgerichteten Fläche verwendet. Süden ist dabei als 0°, Osten als -90 Grad definiert. Bei der Standortauswahl für die Einstrahlungsberechnung wird auf eine repräsentative Position innerhalb der Lawinverbauung geachtet. Lawinverbauungen, die eine Ausrichtung im Bereich zwischen Nordosten (-112.5°) und Nordwesten (112.5°) aufweisen, werden für die Ertragsberechnung nicht berücksichtigt.

*Tabelle 4: Mit der Software Meteornorm berechnete Einstrahlung in die Modulebene für fünf Ausrichtungen und die zugewiesenen Ausrichtungen der einzelnen Lawinverbauungssegmente. Süden ist als 0°, Osten als -90° definiert.*

Einstrahlungsberechnung nach Meteornorm		Zugewiesene Ausrichtung der Lawinverbauungen	
Neigung	Ausrichtung	Von	Bis
70°	-90 °	-112.5°	-67.5°
70°	-45 °	- 67.5°	- 22.5°
70°	0°	-22.5°	22.5 °
70°	45°	22.5°	67.5°
70°	90°	67.5°	112.5°

**Variante 2: Installation an Seilkonstruktion**

Für die Ertragsberechnung nach dem Vorbild des geplanten alpinen Solarkraftwerks in St. Antönien wird die Anlagenleistung über die Gesamtfläche der Lawinverbauung mit der spezifischen Leistung von 31 W/m<sup>2</sup> multipliziert. Die spezifische Leistung wurde anhand der ausgewiesenen Anlagenleistung im Faktenblatt des alpinen Solarprojekts in St. Antönien (Deuber, 2019) und dem Flächenbedarf der projektierten Anlage anhand map.geo.admin (Swiss Geoportal, o. J.) berechnet.

Die Flächen der ausgewählten Lawinverbauungen im Kanton Glarus wurden anhand des Geodatenatzes «swissTLM3D\_TLM\_VERBAUUNG» von Swisstopo in der GIS-Software berechnet. Dazu wurde jeweils ein Polygon um die Lawinverbauung gelegt.

Der Ertrag berechnet sich aus der Multiplikation der Anlagenleistung, der spezifischen Einstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> und einer Performance Ratio von 0.8. Es werden dieselben Einstrahlungsdaten wie bei der Variante 1 verwendet. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass alle Module an einem Standort dieselbe Ausrichtung aufweisen und *nicht* der Sonne nachgeführt werden. Daher wurde jeweils die mittlere Ausrichtung pro Anlagenstandort verwendet und einer der fünf Ausrichtungen gemäss Tabelle 4 zugewiesen.

## 2.2.5 Bergbahnmasten

Bei den Bergbahnmasten wird davon ausgegangen, dass die Masten an jeweils zwei Seiten mit Photovoltaikmodulen belegt werden können. Bei einem runden Masten werden die Module daher südöstlich (-45°) und südwestlich (45°) ausgerichtet.

**Berücksichtigte Bergbahnen** Die untersuchten Bergbahnen werden in Absprache mit der Abteilung Umweltschutz und Energie vom Kanton Glarus festgelegt. Die Untersuchung basiert auf den Geodaten «swissTLM3D\_TLM\_UEBRIGE\_BAHN» für die Auswahl der Bergbahnart und deren Ausrichtung sowie «Swiss Map Raster 25» von Swisstopo (Swisstopo, o. J.-a) für die manuelle Zählung der Masten. Für die Ertragsberechnung werden nur Luftseilbahnen, Gondelbahnen und Sesselbahnen berücksichtigt.

**Flächen** Gemäss Absprache mit der Abteilung Umweltschutz und Energie vom Kanton Glarus können die Masten der Grotzenbüelbahn als typische Masten betrachtet werden. Anhand der erhaltenen Pläne weist ein solcher eine Höhe von 5 - 30 m auf (Abbildung 5). Für die Ertragsberechnung wird eine nutzbare Seitenfläche von  $15 \text{ m}^2$  abgeschätzt. Dies berechnet sich aus der Höhe von 10 m und der Annahme, dass in der oberen Hälfte eine Breite von 1 m in der unteren Hälfte eine Breite von 2 m nutzbar ist.

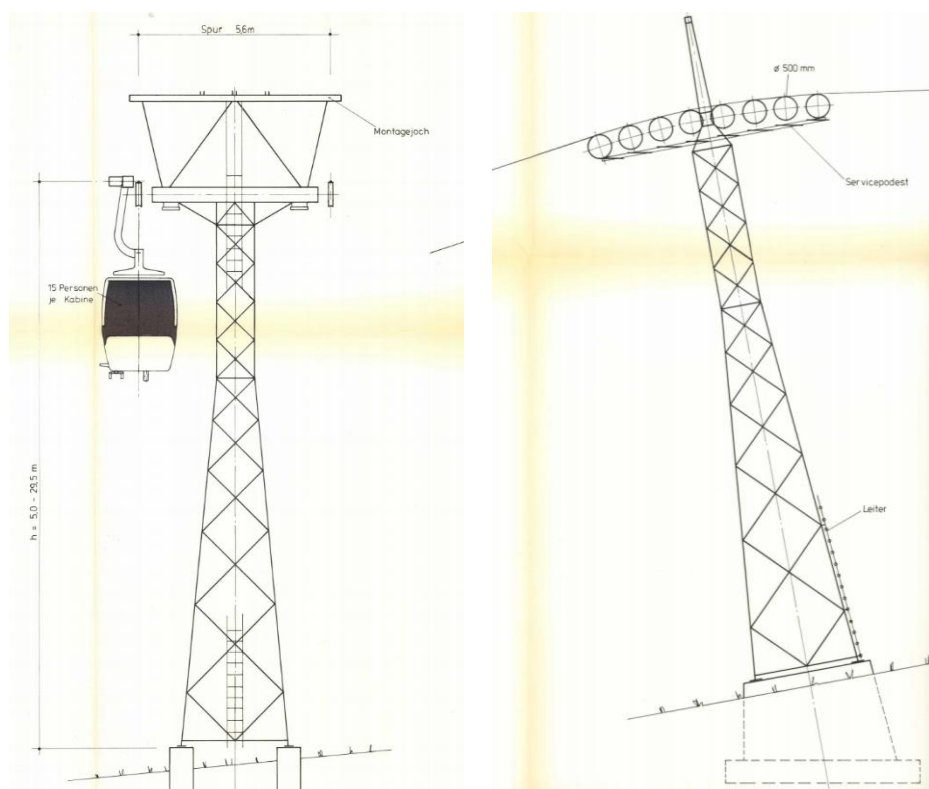


Abbildung 5: Systemplan der Fachwerkstütze der Gruppenumlaufbahn Niederschlacht-Hüttenberg-Grotzenbüel (Math Streiff AG, 1989).

Anhand einer Internetrecherche werden die Masten der zu untersuchenden Bergbahnen visuell mittels Fotos geprüft (Abbildung 6). Für Bergbahnen, die im Gegensatz zum Mastentyp der Grotzenbüelbahn einen runden Masten aufweisen, wird die nutzbare Seitenfläche von  $10 \text{ m}^2$  verwendet da eine Höhe von 10 m und eine durchgängige Breite von 1 m angenommen wird. Zudem werden Masten, die im oberen Drittel verzweigt sind, nur mit einer Seitenfläche von  $7 \text{ m}^2$  berücksichtigt. Der Einfluss durch den Anbau der Photovoltaikmodule auf die statische und dynamische Belastung der bestehenden Bergbahnmasten wird nicht abgeklärt.



Abbildung 6: Masten der untersuchten Bergbahnen. Die erste Abbildung zeigt Grotzenbüelbahn (Batschelet, 2009b), die zweite die Elm Obermoss-Unter Ämpbächli Bahn (Skiresort Service International GmbH, o. J.) und die rechte Abbildung die Bächital Selbengrat Bahn (Batschelet, 2009a).

**Einstrahlung** Die Einstrahlung in der Modulebene wird in der Mitte der Bergbahn mit der Software *Meteonorm* berechnet und für alle Masten verwendet. Bei der Standortauswahl für die Einstrahlungsberechnung wird anhand der mittels GIS-Software erstellten Einstrahlungskarte (siehe Kapitel 2.2.1) ein möglichst repräsentativer Standort gewählt. Die Ausrichtung beträgt bei runden Masten  $-45^\circ$  (Südosten) und  $45^\circ$  (Südwesten). Für Masten vom Typ der Grotzenbüelbahn werden die südseitigen Ausrichtungen der Masten-Seitenflächen verwendet. Als Modulneigung wird bei allen Masten  $90^\circ$  verwendet.

Die Ertragsberechnung erfolgt pro Bergbahn indem der Ertrag der zwei Seitenflächen mit der Anzahl der Masten multipliziert wird.

### 2.2.6 Lärmschutzwand Autobahn

Die Länge und Ausrichtung der Lärmschutzwand wird mittels ArcGIS Pro anhand des Geodatensatzes «swissTLM3D\_TLM\_STRASSE» und den Orthofotos «Swiss Image 10» von Swisstopo (Swisstopo, o. J.-b) berechnet. Die Einstrahlung in der Modulebene wird in der Mitte der bestehenden sowie der potenziellen Lärmschutzwand mit *Meteonorm* berechnet. Es wird die mittlere Ausrichtung des entsprechenden Abschnitts sowie eine Modulneigung von  $70^\circ$  für einen winter- und  $30^\circ$  für eine jahresertragsoptimierte Anlage verwendet. Die homogene Einstrahlungsverteilung entlang der Lärmschutzwand wird anhand der in ArcGIS Pro berechneten jährlichen Einstrahlung (siehe Kapitel 2.2.1) beurteilt. Die Nahverschattung durch die Gebäude entlang der Autobahn in Niederurnen wird nicht berücksichtigt.

**Berücksichtigte Standorte** Die Ertragsberechnung erfolgt nach Rücksprache mit der Abteilung Umweltschutz und Energie vom Kanton Glarus für die bestehende Lärmschutzwand entlang der Autobahn bei Niederurnen wie auch für eine potenzielle Lärmschutzwand vom östlichen Ende der bestehenden Lärmschutzwand bis zum Portal des Kerenzerberg-Tunnels.

**Längen und Ausrichtung** Die Länge und Ausrichtung der Lärmschutzwand wird mittels GIS-Software anhand des Geodatensatzes «swissTLM3D\_TLM\_STRASSE» und den Orthofotos «Swiss Image 10» von Swisstopo berechnet. Die Einstrahlung in der Modulebene wird in der Mitte der bestehenden sowie der potenziellen Lärmschutzwand mit *Meteonorm* bestimmt. Es wird die mittlere Ausrichtung des entsprechenden Abschnitts sowie eine Modulneigung von  $90^\circ$  verwendet.

*Nutzbare Fläche* Die nutzbare Fläche ergibt sich aus der Länge gemäss dem Geodatensatz und der berechneten Breite aus der mittleren nutzbaren Höhe der Lärmschutzwand von 2 m (Schätzung) und dem entsprechenden Neigungswinkel der Anlage. Es wird nur die südseitige Aussenseite der Lärmschutzwand für die Ertragsberechnung berücksichtigt.

### 3. Ergebnisse

Die Ergebnisse der Potenzialstudie werden in einen Gebäudeteil, einen Infrastrukturtteil und eine Zusammenfassung der Ergebnisse unterteilt, welche das Gesamtpotenzial des Kantons Glarus für Strom aus Photovoltaik ausweist.

Das Potenzial wird basierend auf der Einstrahlung an den jeweiligen Standorten berechnet. Die Schneebedeckung von Anlagen ist in den Ergebnissen nicht berücksichtigt, ausser dies wird explizit ausgewiesen (Abbildung 38, Kapitel 3.1.4).

#### 3.1 Photovoltaik Potenzial auf Gebäuden

Nachfolgend werden zuerst die Gespräche mit den Solarexperten zusammengefasst und die Folgen für die Berechnungen des Solarpotenzials erläutert. Dann werden die Gebäude im Kanton Glarus auf Basis der Daten aus sonnendach.ch und sonnenfassade.ch unter Anwendung der Berechnungsgrundlagen analysiert. Es folgt die Bestimmung der Belegungsgrade anhand der Stichprobe. Zuletzt wird der eigentliche Kern der Analyse, das Solarpotenzial der Gebäude des Kantons Glarus, aufgezeigt.

##### 3.1.1 Gespräche mit Solarexperten

Die durch die Gespräche mit den Solarexperten erzielten Erkenntnisse werden nachfolgend in Kurzform erläutert. Sie sind thematisch gegliedert und unterteilt in Antworten und Folgen für die Berechnungen des Solarpotenzials.

##### *Alter und Tragfähigkeit*

Die Tragfähigkeit bei Gebäuden kann bei Dächern der 1960 bis 1980er Jahre problematisch sein. Ältere Dächer (älter als 1960) wurden nicht traglastoptimiert gebaut (C. Bösiger, persönliche Kommunikation, 11. November 2020). Oft haben alte Gebäude keine SIA-Statiknachweise und diese können schwierig zu erstellen sein. Dies kann eine Hürde darstellen. Werden Indachanlagen gebaut, sind diese gewichtsneutral, da PV-Module anstelle von Ziegeln verwendet werden (M. Götz, persönliche Kommunikation, 30. Oktober 2020).

Folgen für die Berechnung:

Das Alter der Gebäude wird analysiert. Die weniger tragfähigen Gebäudealtersgruppen werden jedoch nicht aus der Betrachtung ausgeschlossen.

##### *Denkmalgeschützte Bauten*

Denkmalgeschützte Bauten können eher mit Solaranlagen auf dem Dach bebaut werden als auf Fassaden. Solarfassaden zu bauen kann gestalterisch problematisch sein (Schnörkel, Schnitzereien etc.). Dies vor allem auch bei Bauten älter als 1930 (C. Bösiger, persönliche Kommunikation, 11. November 2020).

##### **Folgen für die Berechnung:**

Bei denkmalgeschützten Bauten werden Fassaden aus der Potenzialbetrachtung ausgeschlossen. Es wird aber kein Ausschluss aufgrund des Gebäudealters gemacht.

##### *Asbesthaltige Materialien*

Eine weitere Hürde können asbesthaltige Dach- oder Fassadenelemente darstellen (Eternit-Dächer oder -Fassaden älter als 1991). Dort wird oft nur nach einer Sanierung eine PV-Anlage gebaut (M. Götz, persönliche Kommunikation, 30. Oktober 2020).

**Folgen für die Berechnung:**

Es sind keine Angaben zu asbesthaltigen Materialien vorhanden. Deshalb hat dies keinen Einfluss auf die Potenzialbetrachtung.

*Sanierungen*

Wenn das Mauerwerk bröckelt, die Traglast nicht gegeben ist, oder Asbest enthalten ist, werden Anlagen nur bei einer Sanierung gebaut (M. Götz, persönliche Kommunikation, 30. Oktober 2020). Generell werden Solarfassaden eher bei Sanierungen realisiert (C. Bösiger, persönliche Kommunikation, 11. November 2020).

**Folgen für die Berechnung:**

Anhand der Sanierungsrate von Gebäuden wird überprüft, ob der Bau von PV Anlagen bei Fassaden- und Dachsanierungen ein sinnvolles Instrument ist, um den Ausbau voranzutreiben.

*Fassadenarten*

Holzhäuser, wie sie im Kanton Glarus oft vorkommen, können ohne Probleme an der Fassade mit Solarmodulen belegt werden. Zu beachten sind jedoch der Brandschutz, die Tragfähigkeit, der Denkmalschutz und die mögliche Kondensationsgefahr. Ist das Solarmodul nicht hinterlüftet, sinkt der Wirkungsgrad des Solarmoduls (M. Götz, persönliche Kommunikation, 30. Oktober 2020).

**Folgen für die Berechnung:**

Es werden keine Fassadenarten wie z.B. Holzfassaden aus der Betrachtung ausgeschlossen. Denkmalgeschützte Bauten werden, wie oben erwähnt, für die Potenzialberechnung der Solarfassaden ausgeschlossen.

*Minimalfläche für Fassaden*

Die Minimalfläche für eine wirtschaftlich sinnvolle Solarfassade beträgt rund 30 m<sup>2</sup> zusammenhängende Fläche respektive rund 5 kW<sub>p</sub> installierbare Leistung (C. Bösiger, persönliche Kommunikation, 11. November 2020).

**Folgen für die Berechnung:**

Die Folgen eines Ausschlusses von Flächen kleiner als 30 m<sup>2</sup> werden analysiert. Da sich die Rahmendbedingungen ändern können, wird das Potenzial aber mit Flächen grösser als 20 m<sup>2</sup> ausgewiesen.

*Fensterläden*

Bewegliche Elemente wie Fensterläden werden nicht belegt (M. Götz, persönliche Kommunikation, 30. Oktober 2020).

**Folgen für die Berechnung:**

Bei der Belegung der Fassadenflächen werden sowohl Fensterläden als auch die von ihnen verdeckten Fassadenflächen als Hindernis betrachtet und ausgeschlossen.

*Verschattung durch Dachgiebel und Büsche*

Es wird keine Faustformel für Abstände zum Dach oder dem Boden genannt, welche aufgrund der Verschattung durch Giebel oder Büsche berücksichtigt werden sollte. Generell ist zu beachten, dass Dachgiebel für die Winterstromerzeugung mit Solarfassaden wegen der flachen Sonneneinstrahlung weniger problematisch sind (C. Bösiger, persönliche Kommunikation, 11. November 2020). Grundsätzlich muss dies individuell aufgrund des Dachvorsprungs und des Höchststandes der Sonne oder aufgrund ästhetischer Aspekte entschieden werden (M. Götz, persönliche Kommunikation, 30. Oktober 2020).

**Folgen für die Berechnung:**

Die Verschattung durch Dachgiebel oder allfällige Hindernisse in Bodennähe werden bei der Belegung der Fassadenflächen aus der Stichprobe fallspezifisch berücksichtigt und fliessen somit direkt in den Belegungsfaktor mit ein.

### 3.1.2 Analyse der Datenbasis

<i>Analyse der Datenbasis</i>	Für einen ersten Überblick wird zunächst die Datenbasis aus sonnendach.ch und sonnenfassade.ch für den Kanton Glarus analysiert. Nachfolgend finden sich ausgewählte Informationen und Übersichtsplots, die diese Analyse veranschaulichen. Von den knapp 30'000 Gebäuden im Kanton Glarus werden diejenigen analysiert, welche mindestens eine geeignete Dachfläche aufweisen. Dies sind rund 21'000 Gebäude.
<i>Eignungsklassen Dächer</i>	Die durchschnittliche jährliche Einstrahlung pro Teildachfläche wird in fünf Kategorien eingeteilt. «Mittel» und «schlecht» geeignete Teildachflächen, d.h. unterhalb einer Einstrahlung von 1'000 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr, werden nicht in die Potenzialabschätzung einbezogen. Dieses Vorgehen deckt sich mit demjenigen des BFE (Portmann et al., 2019). Die durchschnittliche Einstrahlung auf alle Dachflächen im Kanton Glarus liegt leicht über diesem Grenzwert, bei 1007 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr. Dies entspricht jährlich etwa 806 Volllaststunden einer PV-Anlage. Schliesst man die ungeeigneten Teildachflächen (Eignungsklassen «schlecht» und «mittel») aus, liegt die mittlere jährliche Einstrahlung auf Dachflächen im Kanton Glarus bei rund 1'140 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr oder umgerechnet bei rund 912 Volllaststunden für eine Photovoltaik-Anlage. Durch die Entfernung der ungeeigneten Teildachflächen aus der Untersuchung werden insgesamt 43 % der Fläche und rund 36 % des gesamten möglichen Ertrags reduziert. Somit bleiben von der gesamten Dachfläche von 4.4 km <sup>2</sup> im Kanton noch 3.5 km <sup>2</sup> übrig. Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass es viele gut geeignete Dächer für PV-Anlagen im Kanton Glarus gibt.
<i>Eignungsklassen Fassaden</i>	<p>Die durchschnittliche jährliche Einstrahlung pro Fassade wird wie bei den Dachflächen in fünf Kategorien eingeteilt. Hingegen werden nur «schlecht» geeignete Fassadenflächen, d.h. unterhalb einer Einstrahlung von 600 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr ausgeschlossen. Dieses Vorgehen stimmt mit demjenigen des BFE überein (Portmann et al., 2019). Die durchschnittliche Einstrahlung auf alle Fassadenflächen liegt im Kanton Glarus unter diesem Grenzwert, bei 507 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr. Dies entspricht rund 406 Volllaststunden pro Jahr für eine PV-Fassade. Schliesst man die ungeeigneten Fassaden aus, liegt die mittlere jährliche Einstrahlung bei rund 779 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr oder umgerechnet rund 624 Volllaststunden pro Jahr.</p> <p>Durch die Entfernung der ungeeigneten Fassaden werden insgesamt 64 % der Fassadenfläche und rund 45 % des gesamten möglichen Fassadenertrags im Kanton Glarus ausgeschlossen. Somit bleiben von der gesamten Fassadenfläche von 4.8 km<sup>2</sup> im Kanton noch 1.7 km<sup>2</sup> übrig. Trotz dieses Ausschlusses bleiben knapp 25'000 geeignete Fassaden für die Stromproduktion mittels Photovoltaik im Kanton Glarus.</p>
<i>Dachgrössen</i>	Die Häufigkeitsverteilung der geeigneten Bruttodachflächen wird in Abbildung 7 gezeigt. Die Bruttodachfläche bezeichnet die Summe aller geeigneten Teildachflächen des Gebäudes. Die vertikale Linie gibt den Median von 66 m <sup>2</sup> an. Das kleinste belegbare Dach im Datensatz beträgt 10 m <sup>2</sup> , das grösste 20'959 m <sup>2</sup> (nicht in der Abbildung ersichtlich). Durchschnittlich beträgt die geeignete Bruttodachfläche im Kanton Glarus 118 m <sup>2</sup> . Bei diesen Bruttodachflächen handelt es sich nicht um die PV-Anlagenfläche, da der Belegungsgrad noch nicht berücksichtigt ist. Dieser Belegungsgrad bezieht beispielsweise Abstände zum Dachrand, Hindernisse und Verschattungen mit ein und wird im Kapitel 3.1.3 gezeigt.

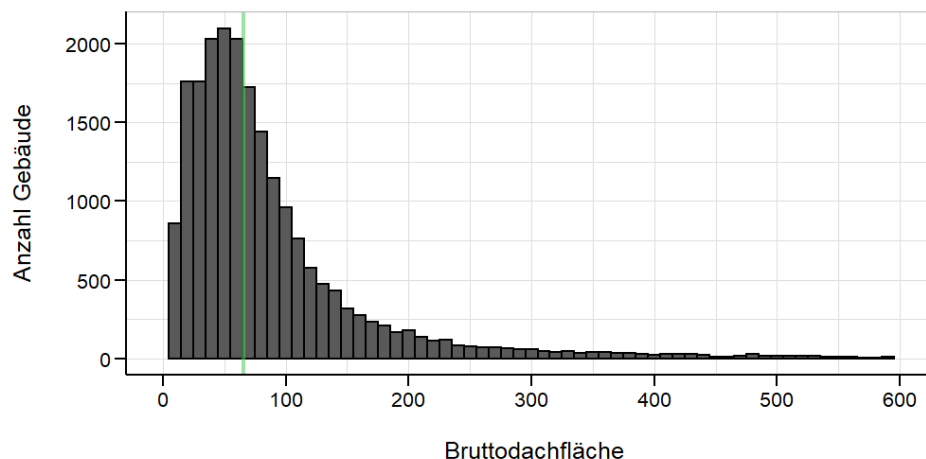


Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der geeigneten Bruttodachflächen in Kategorien von 10 m<sup>2</sup>. Die vertikale Linie gibt den Median bei 66 m<sup>2</sup> an. Die meisten geeigneten Dächer sind rund 50 m<sup>2</sup> gross. Die minimal geeignete Bruttodachfläche beträgt 10 m<sup>2</sup>.

#### Fassaden- grössen

Abbildung 8 zeigt die Häufigkeitsverteilung der geeigneten Bruttofassadenflächen mit einem Median von 73 m<sup>2</sup> und einem Durchschnitt von 98 m<sup>2</sup> pro Gebäude. Die Bruttofassadenfläche entspricht der gesamten geeigneten Fassadenfläche eines Hauses. Die grösste geeignete Bruttofassadenfläche umfasst 2'709 m<sup>2</sup> (nicht in der Abbildung ersichtlich). Es sind alle Einzelfassaden kleiner als 20 m<sup>2</sup> ausgeschlossen. Dies sind 9.1 % der Gesamtfläche.

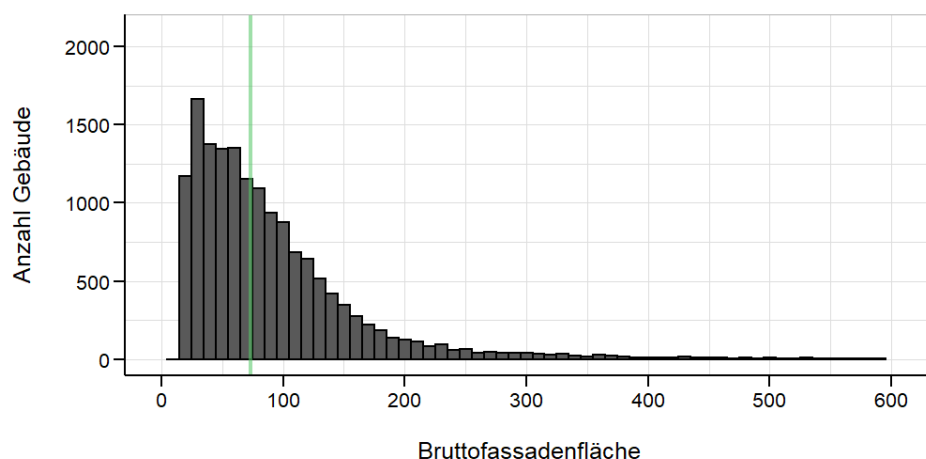


Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung der geeigneten Bruttofassadengrössen in Kategorien von 10 m<sup>2</sup>. Die vertikale Linie gibt den Median bei rund 73 m<sup>2</sup> an. Die meisten geeigneten Bruttofassadenflächen sind rund 30 m<sup>2</sup> gross. Die minimal geeignete Bruttofassadenfläche beträgt 20 m<sup>2</sup>.

#### Höhenlage

Die überwiegende Mehrheit der Gebäude mit geeigneten Flächen befindet sich in tiefen Höhenlagen. Abbildung 9 zeigt die Häufigkeitsverteilung der Höhenlage von Gebäuden mit geeigneten Teildachflächen. Das tiefst gelegene Gebäude liegt demnach auf einer Höhe von 410 m ü.M. Das höchst gelegene Objekt liegt auf 2950 m ü.M. (Planurahütte SAC). Die Hälfte der geeigneten Gebäude liegt unter 530 m ü.M., wie die vertikale Linie des Medians anzeigt.



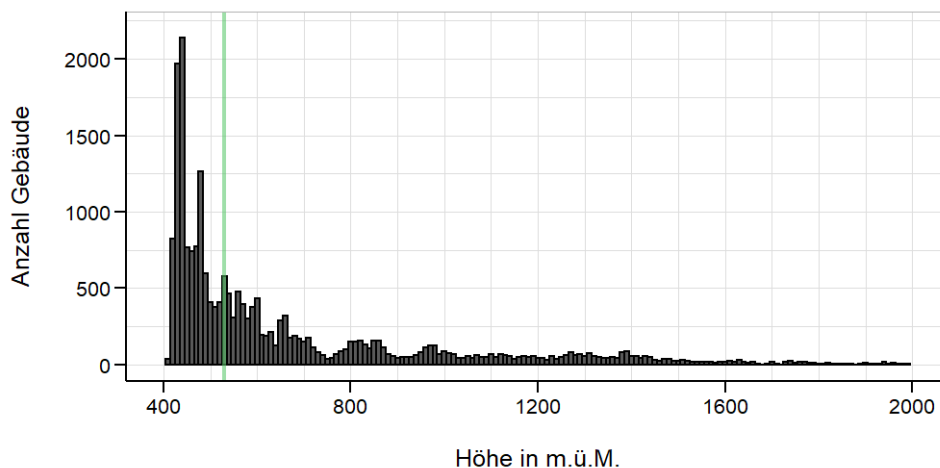


Abbildung 9: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit geeigneten Teildachflächen nach Höhe in Kategorien von 10 m. Die vertikale Linie gibt den Median bei 530 m ü.M. an.

Ein ähnliches Bild vermittelt Abbildung 10, welche die Häufigkeitsverteilung von Gebäuden mit geeigneten Teilfassadenflächen anhand der Höhenlage aufzeigt. Das tiefst gelegene Gebäude mit geeigneter Fassade liegt auf 412 m ü.M. Das höchst gelegene ist ebenfalls die Planuarahütte auf rund 2950 m ü.M. Ab einer Höhe von rund 2000 m ü.M. sind nur noch einzelne Objekte vorhanden (weniger als 20 Objekte pro 200 Höhenmeter, nicht auf der Abbildung ersichtlich).

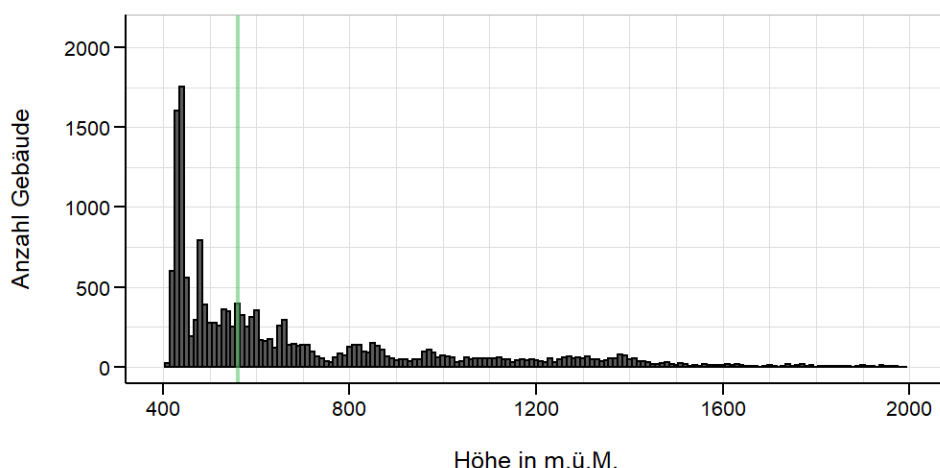


Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung der Gebäude mit geeigneten Teilfassadenflächen nach Höhe in Kategorien von 10 m. Die vertikale Linie gibt den Median bei rund 560 m ü.M. an.

## Zusammenhänge verschiedener Faktoren

Einen Überblick über die geeigneten Dach- und Fassadenflächen verschafft eine Analyse der Zusammenhänge zwischen Höhe, Fläche, Eignungsklasse und Gemeinde. Diese Zusammenhänge werden in Abbildung 11 und Abbildung 12 gezeigt. Daraus wird folgendes ersichtlich:

- Die nach Einstrahlungskategorie «hervorragend» geeigneten Solardächer liegen mit einer Ausnahme oberhalb von 1'000 m ü.M. Die am besten geeigneten Solarfassaden liegen oberhalb von 1'500 m ü.M.
- Die grössten Flächen bei Dächern und Fassaden befinden sich im Tal (bei 400 bis 500 m ü.M.).
- Die meisten Flächen mit Einstrahlungskategorie «hervorragend» befinden sich in der Gemeinde Glarus Süd. Die Flächen scheinen jedoch tendenziell kleiner zu sein als in den anderen Gemeinden.

- In der Gemeinde Glarus befinden sich am wenigsten geeignete Teildach- und Fassadenflächen.

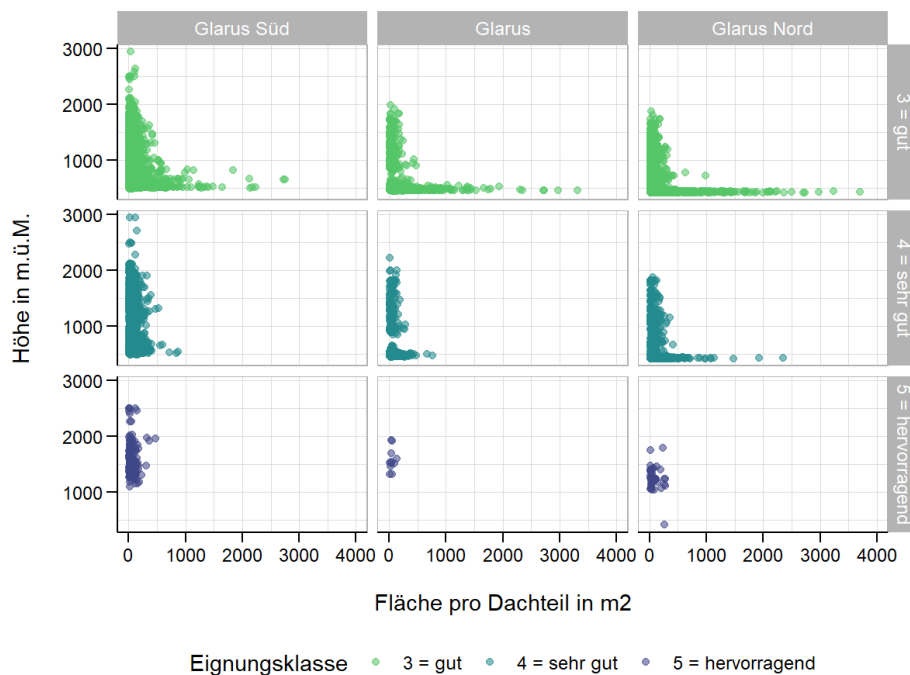


Abbildung 11: Zusammenhänge zwischen Meereshöhe, Fläche, Eignungsklasse und Standortgemeinde der geeigneten Teildachflächen. Am besten geeignete Teildachflächen liegen über 1000 m ü.M. Die grössten Teildachflächen liegen hingegen im Tal.

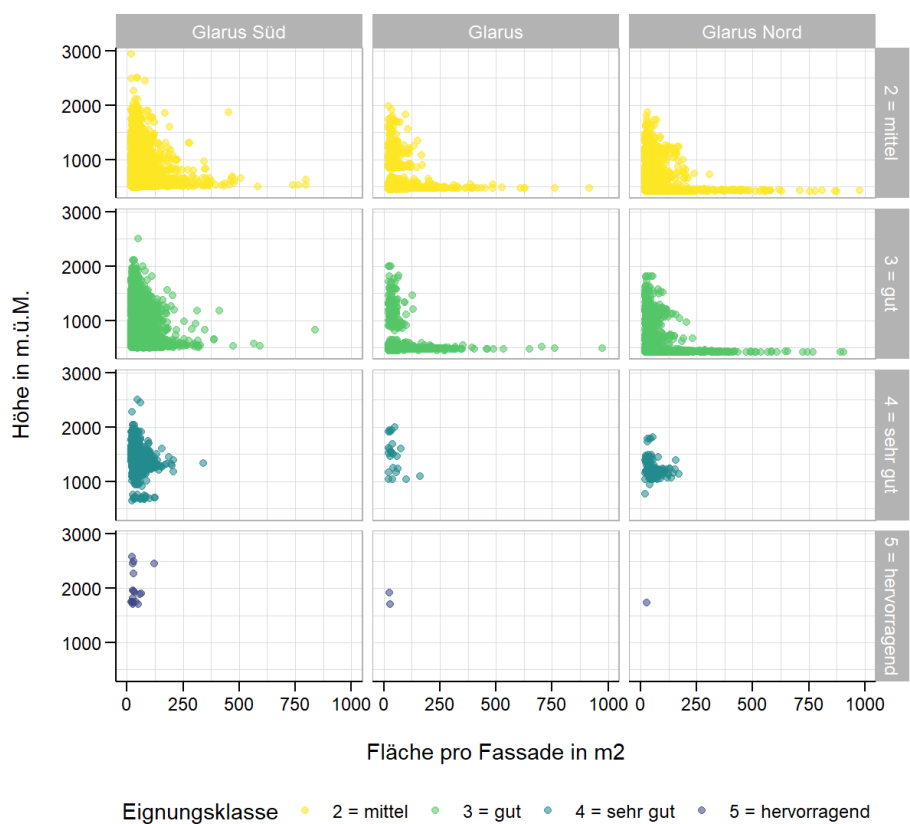


Abbildung 12: Zusammenhänge zwischen Meereshöhe, Fläche, Eignungsklasse und Standortgemeinde der geeigneten Fassaden im Kanton Glarus. Die bestgeeigneten Fassaden liegen über 1500 m ü.M. Die grössten Fassaden liegen hingegen im Tal.

## Gebäudealter

Das Alter der Gebäude kann bezüglich der Traglast (Gebäude der 1960er bis 1980er Jahre) relevant sein, oder wenn aufgrund des Gebäudealters asbesthaltige Baumaterialien (Dachbau vor 1991) vorkommen können (vgl. Kapitel 3.1.1).

Das Alter der Gebäude mit geeigneten Dächern und Fassaden kann über das Eidgenössische Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) analysiert werden. Demnach sind 25 % der Gebäude mit geeigneten Dächern älter als 100 Jahre und 51 % älter als 50 Jahre. Dasselbe Bild zeigt sich bei den Gebäuden mit geeigneten Fassaden. Ausserdem sind bei Wohnbauten sogar zwei Drittel der Gebäude älter als 50 Jahre (Bundesamt für Statistik, 2019). Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die Anzahl Gebäude pro Bauperiode für geeignete Dächer bzw. geeignete Fassaden.

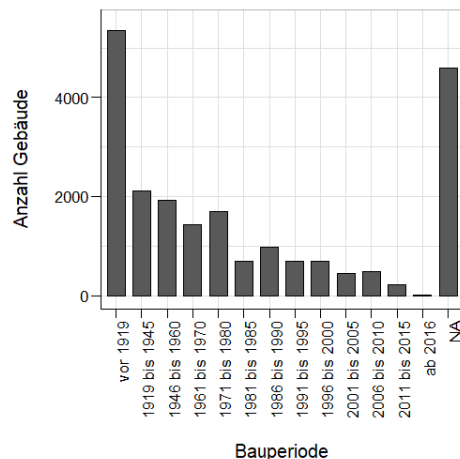


Abbildung 13: Bauperioden nach GWR für geeignete Dächer im Kanton Glarus. NA = Gebäudealter nach GWR unbekannt.

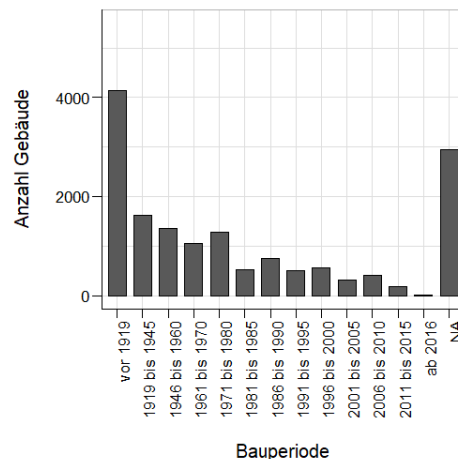


Abbildung 14: Bauperioden nach GWR für geeignete Fassaden. NA = Gebäudealter nach GWR unbekannt.

Gemäss dem Bundesamt für Statistik liegt die Neubaurate im Kanton Glarus seit 2000 bei durchschnittlich 68 Wohngebäuden pro Jahr (Bundesamt für Statistik, 2020), was einer Neubaurate von 0.5 % entspricht. Aufgrund der tiefen Neubaurate müssen für einen raschen Ausbau der PV-Stromerzeugung im Kanton Glarus vor allem die bestehenden Bauten berücksichtigt werden.

## Weitere Ausschlusskriterien

Einerseits wurde ein Ausschluss von Objekten bei schützenswerten Ortsbildern der Schweiz von nationaler Bedeutung (ISOS) und andererseits bei bestimmten Objektarten (z.B. Hochkamine, Mauern etc.) geprüft. Die auszuschliessenden Gebäude aufgrund ISOS machen schweizweit ca. 1.6 % des Gesamtpotenzials aus. In Absprache mit dem Kanton Glarus werden diese für die vorliegende Betrachtung nicht ausgeschlossen, da angenommen wird, dass diese auch im Kanton Glarus weniger als 2 % des Gesamtpotenzials ausmachen. Stattdessen werden geschützte Bauten ausgeschlossen. Diese machen 1.36 % des Gesamtpotenzials im Kanton Glarus aus und überschneiden sich mit hoher Wahrscheinlichkeit mit bestimmten Gebäuden der ISOS-Betrachtung. Weiter werden folgende Objektarten gemäss GWR ausgeschlossen: «Hochkamin», «Lagertank», «unterirdisches Gebäude» und «Gebäude unsichtbar». Dieses Objektarten-Ausschluss führt lediglich zu einer Reduktion von 0.1 % des Potenzials.

## Zwischenfazit

Die grössten und am meisten geeignete Dach- und Fassadenflächen befinden sich im Tal. Die Flächen mit den besten Eignungsklassen sind ab 1000 m ü.M. zu finden und sind in der Regel weniger grossflächig und weniger häufig.

Der Einfluss der einzelnen Ausschlusskriterien ist in Abbildung 15 dargestellt, welche aufzeigt, dass die Berücksichtigung der Eignungskategorie (solare Einstrahlung) den

grössten Einfluss hat. Für die nachfolgenden Untersuchungen werden die in Abbildung 15 dunkelgrau eingefärbten, nutzbaren Flächen verwendet. Bei Dächern entsprechen diese den Eignungskategorien «gut» bis «hervorragend» mit einer Grösse von mindestens 10 m<sup>2</sup>.

Bei Fassaden sind die Eignungskategorien «mittel» bis «hervorragend» berücksichtigt, die Mindestfläche beträgt 20 m<sup>2</sup> und geschützte Gebäude sind ausgeschlossen.

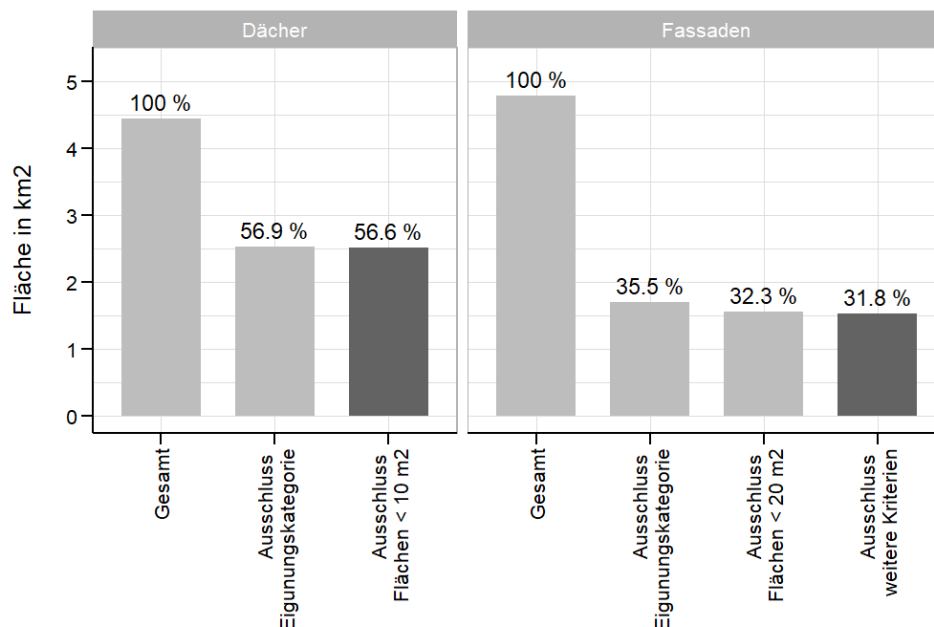


Abbildung 15: Einfluss der Ausschlusskriterien auf die geeignete Gesamtfläche der Dächer und Fassaden im Kanton Glarus in km<sup>2</sup>. Die Prozentzahlen entsprechen dem Anteil der Fläche an der Gesamtfläche ohne Ausschlusskriterien. Die für die folgenden Resultate verwendeten nutzbaren Flächen entsprechen dem dunkelgrau eingefärbten Balken bei Dächern und Fassaden.

### 3.1.3 Bestimmung des Belegungsgrads

Zur Bestimmung des Belegungsgrads wurde gemäss dem in Kapitel 2.1.3 beschriebenen Vorgehen eine zufällige Stichprobe von 26 Gebäuden festgelegt und analysiert. Die räumliche Verteilung der Gebäude aus der Stichprobe im Kanton Glarus wird in Abbildung 16 dargestellt.

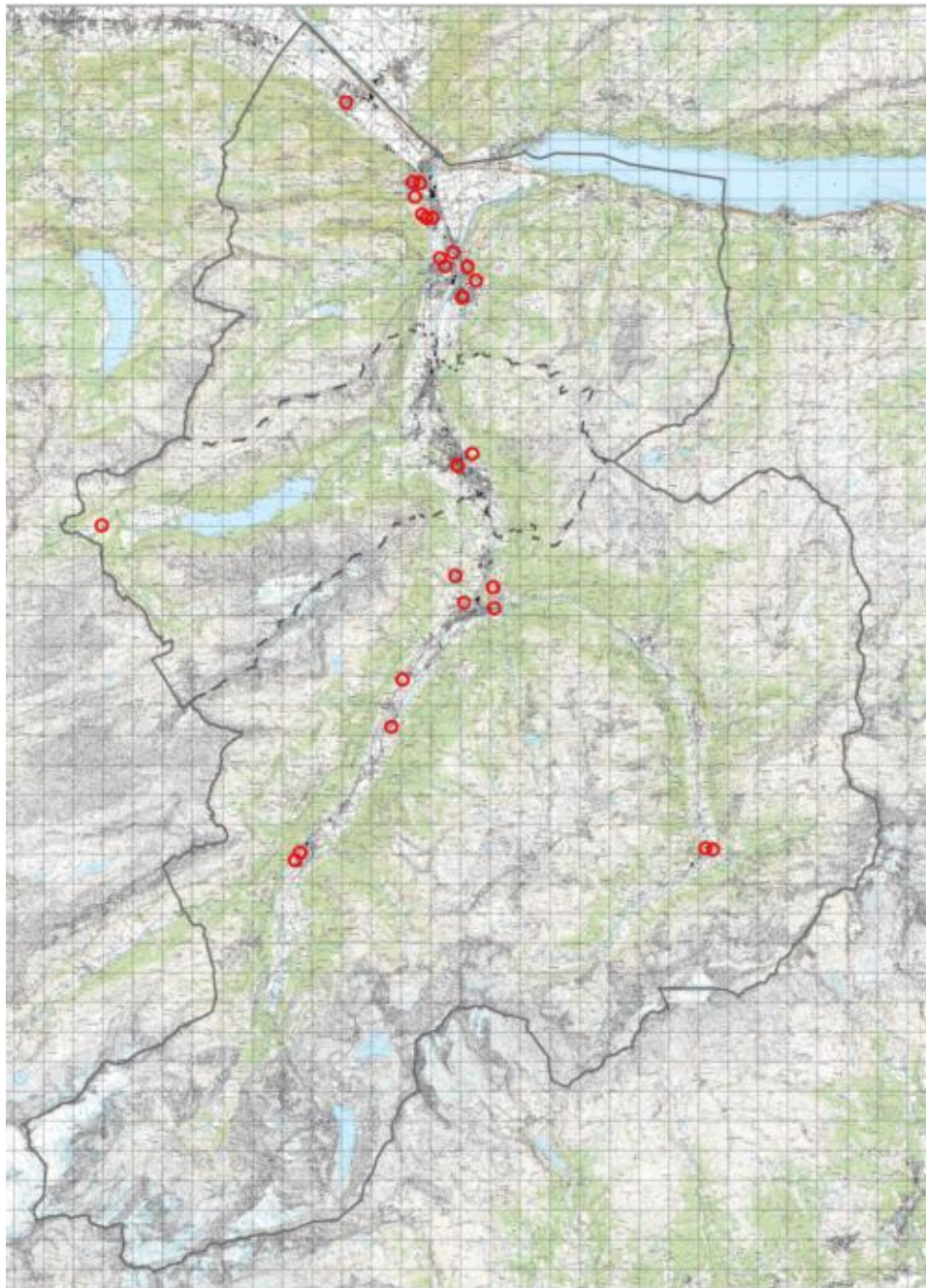


Abbildung 16: Geographische Verteilung der Stichprobe von 26 Gebäuden zur Bestimmung des Belegungsgrads im Kanton Glarus. Die roten Kreise zeigen die Gebäude, die graue Linie die Kantonsgrenze und die graue Strichlinie die Gemeindegrenzen.

Zwei exemplarische Belegungen von Dächern und Fassaden werden nachfolgend aufgezeigt.

#### *Belegungsbeispiel 1 in Mollis*

Beim ersten Belegungsbeispiel handelt es sich um ein Gebäude der Institution «Jugendwohnen Glarus» an der Kerenzerstrasse 19.3 in Mollis. Abbildung 17 fasst vier



Betrachtungen zusammen. Oben wird dasselbe Gebäude auf [sonnendach.ch](http://sonnendach.ch) respektive [sonnenfassade.ch](http://sonnenfassade.ch) gezeigt. Das rote Lokalisierungs-Icon zeigt jeweils die zu untersuchende Teildach- bzw. Fassadenfläche. Unten links ist die mit dem im Base-Tool von K2 belegte Teildachfläche zu sehen. In diesem Fall können mit 56 Standard-Modulen 45 % der Teildachfläche belegt werden. Unten rechts wird die Frontalansicht der belegten Fassade gezeigt. Das Foto wurde vor Ort gemacht, da Google Street-View keine Aufnahmen von Innenhöfen macht. Auf dieser Fassade können mit der konservativen Belegungsvariante 20 % der Fassadenfläche belegt werden (schwarze Balken mit gelben Rahmen unter den Fensterfronten im Bild). Die Maximalvariante, welche lediglich Aussparungen für Fenster und Türen berücksichtigt, ergibt einen Belegungsgrad von 43 % (Gesamtfläche ohne die roten Rechtecke im Bild unten rechts). Die methodische Unterscheidung der konservativen Variante und der Maximalvariante wird im Kapitel 2.1.3 (Abschnitt «Belegungsgrad Fassadenflächen») beschrieben.

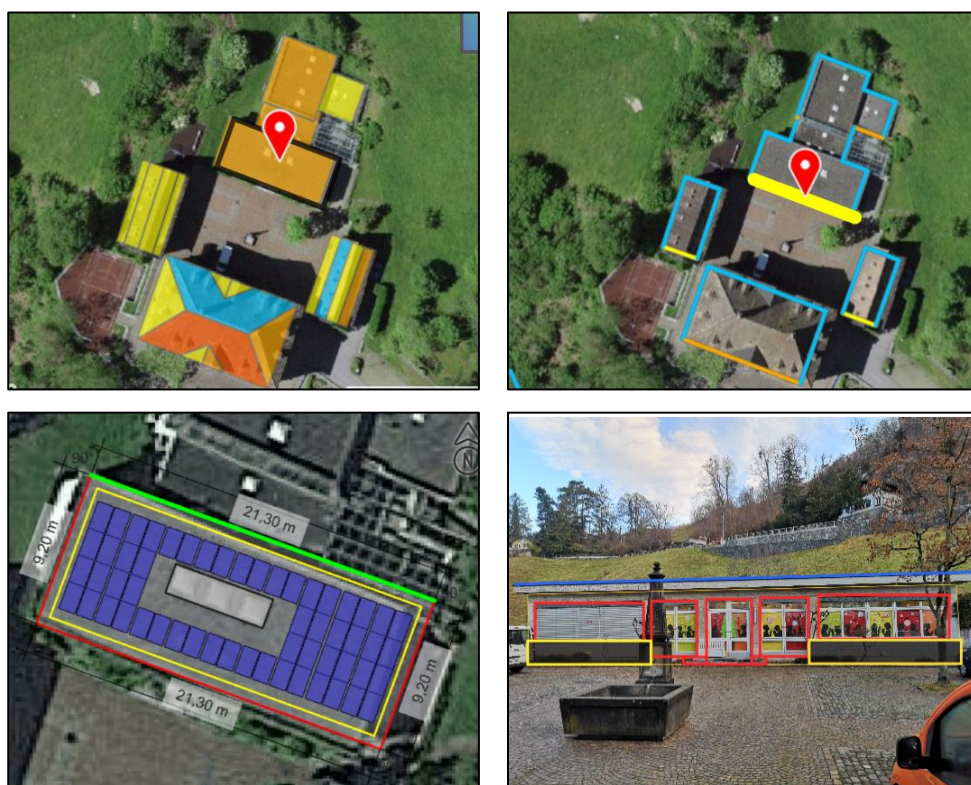


Abbildung 17: Belegungsbeispiel 1 (Kerenzerstrasse 19.3, Mollis), für eine Modulbelegung mit Fotos vom Besuch vor Ort. Links ist das Dach gezeigt, rechts die Fassade. Bei der Dachfläche bildet das Verhältnis der Standardmodulfläche zur Teildachfläche den Belegungsgrad. Bei der Fassade bildet das Verhältnis der belegbaren Fläche (gelb eingrahmt) zur Fassadenfläche den Belegungsgrad (konservative Variante). Der Belegungsgrad der Variante Maximalbelegung ist das Verhältnis zwischen allen belegbaren Flächen (ausserhalb der roten Rahmen in Abbildung unten rechts) und der Fassadenfläche.

Es resultiert ein Belegungsgrad von 45 % für die untersuchte Teildachfläche, respektive ein konservativer Belegungsgrad von 20 % für die untersuchte Fassade.

## Belegungsbeispiel 2 in Bilten

Beim Belegungsbeispiel 2 handelt es sich um ein Einfamilienhaus an der Mattstrasse 1 in Bilten. Abbildung 18 zeigt dasselbe Vorgehen wie beim Belegungsbeispiel 1 zuvor. Mit 29 Modulen resultiert ein Belegungsgrad von 60 % auf dem Dach. Bei der Fassade könnten in der konservativen Variante rund 23 % belegt werden. Die Variante Maximalbelegung ergäbe 49 %. Auf [sonnenfassade.ch](http://sonnenfassade.ch) ist ersichtlich, dass noch eine weitere Fassade „gut“ geeignet wäre (Südwestfassade, gelb markiert). Diese

wäre bei der konservativen Variante zu gut 50 % belegbar, da weniger Fenster und keine Türen vorhanden sind.



Abbildung 18: Belegungsbeispiel 2 (Mattstrasse 1, Bilten) für eine Modulbelegung mit Bildern aus Google Street-View. Links ist das Dach gezeigt, rechts die Fassade. Bei der Dachfläche bildet das Verhältnis der Standardmodulfläche zur Teildachfläche den Belegungsgrad. Bei der Fassade bildet das Verhältnis der belegbaren Fläche (gelb eingerahmt) zur Fassadenfläche den Belegungsgrad (konservative Variante). Der Belegungsgrad der Variante Maximalbelegung ist das Verhältnis zwischen allen belegbaren Flächen (ausserhalb der roten Rahmen in Abbildung unten rechts) und der Fassadenfläche.

#### Gesamtbelegungsgrad

Dieses *quantitative* Vorgehen zur Ermittlung der Belegungsgrade pro Fläche wurde für insgesamt 26 Gebäude mit jeweils einer Teildachfläche und einer Fassade durchgeführt. Die Dokumentation der Belegungen finden sich im Anhang 7.3. Die 26 Belegungsgrade für die Teildach- und Teilfassadenflächen wurden mit der jeweiligen Fläche gemittelt. Es ergab sich ein flächengemittelter Belegungsgrad von 0.59 für die Dächer und 0.49 für die Fassaden. Bei der Variante Maximalbelegung für die Fassaden resultierte ein Belegungsfaktor von 0.69. Für Informationen bezüglich der Belegungsvarianten siehe Kapitel 2.1.3. Die Tabellen in den Anhängen 7.4 und 7.5 zeigen die für PV nutzbaren Flächen und die daraus berechneten Belegungsgrade.

Eine Unterscheidung des Belegungsgrades für Flach- und Schrägdächer wie bei der Untersuchung von Moro et al. (2021) wurde geprüft, führte jedoch bei der verwendeten Stichprobe zu einem vergleichbaren Belegungsgrad.

Zudem wurden 15 weitere geeignete Fassadenbelegungen für diese 26 Gebäude *qualitativ* abgeschätzt. Diese Abschätzung erfolgte, wenn an einem Gebäude mehrere geeignete und gut einsehbare Fassadenflächen vorhanden waren. Teils wäre ein deutlich höherer Belegungsgrad möglich gewesen als bei der *quantitativ* untersuchten Fläche (im Anhang 7.5 mit ↑ gekennzeichnet), teils ein deutlich geringerer Belegungsgrad (im Anhang 7.5 mit ↓ gekennzeichnet). Im Schnitt halten sich die Flächen mit deutlich höherem und deutlich tieferem Belegungsgrad dieser *qualitativen* Betrachtung die Waage. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass die Methodik zur Wahl der zu untersuchenden Teilfassadenfläche pro Gebäude (vgl. Kapitel

2.1.4) das Ergebnis nicht grundlegend verfälscht hat und der *quantitativ* ermittelte Belegungsgrad von 0.49 für die weiteren Betrachtungen verwendet werden kann. Vergleiche zu Belegungsgraden anderer Studien werden im Kapitel Diskussion angestellt (Kapitel 4.1.1).

### 3.1.4 Solarstrompotenzial an Gebäuden im Kanton Glarus

Nachfolgend wird der eigentliche Kern der Gebäudebetrachtung aufgezeigt. Dies beinhaltet in erster Linie das Solarstrompotenzial der geeigneten Flächen aufgeteilt nach Winter- und Sommerhalbjahr.

In der Detailanalyse wird das Solarpotenzial nach Gemeinde, Eignungsklasse, Dachneigung, Höhenlage und Bauperiode ohne Berücksichtigung von Verlusten durch Schneebedeckung ausgewiesen. Es folgt ein Exkurs zum Einfluss der Schneebedeckung auf Dächern sowie eine Betrachtung des aktuellen Ausbautempos gemäss Sanierungs- und Neubaurate.

Das Fassadenpotenzial wird jeweils für eine Minimalfläche von 20 m<sup>2</sup> und dem konservativen Belegungsgrad grafisch dargestellt. Zusätzlich wird der Ertrag bei der Maximalbelegung angegeben (siehe Kapitel 2.1.3 der Methodik).

*Gesamt-  
potenzial*

Auf den Dächern im Kanton Glarus können insgesamt 229 GWh Strom pro Jahr produziert werden. An Fassaden beträgt das jährliche Potenzial der konservativen Belegungsvariante 79 GWh oder 111 GWh bei der Variante Maximalbelegung (Varianten siehe Kapitel 2.1.3). Abbildung 19 zeigt die monatlichen Erträge für Dächer und die konservative Variante der Fassaden. Die Monate 1-3 (Januar – März) sowie 10-12 (Oktober – Dezember) entsprechen dem Winterhalbjahr.

Der gesamte mögliche Ertrag bei Gebäuden liegt für die konservative Variante der Fassadenbelegung bei 308 GWh pro Jahr. Davon können 67 % im Sommer und 33 % im Winter erzeugt werden.

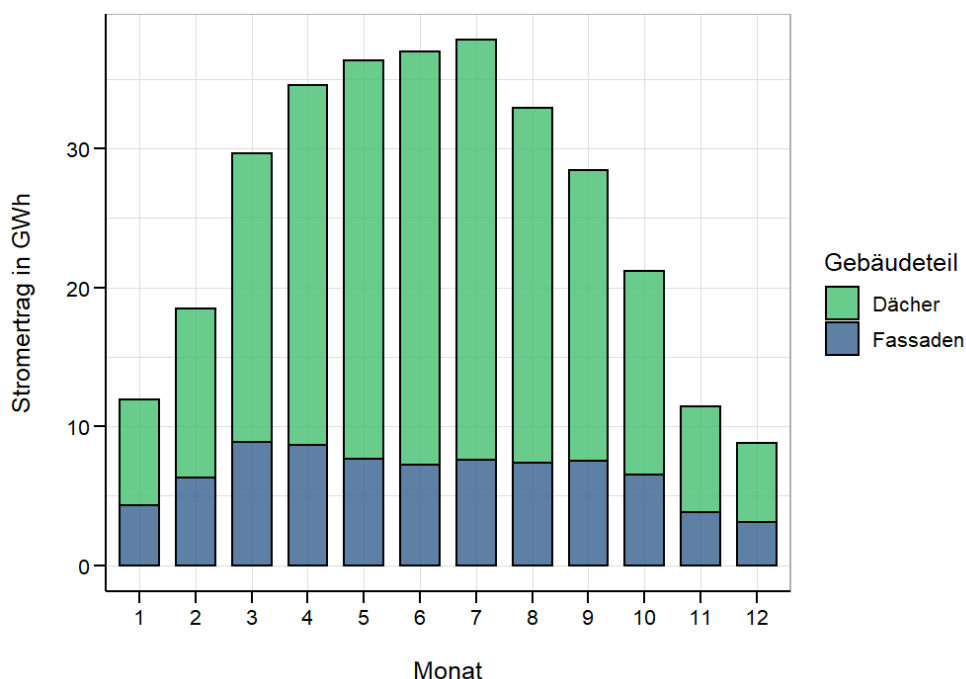


Abbildung 19: Möglicher Gesamtertrag aller geeigneten Teildachflächen und Fassadenflächen (konservative Variante) im Kanton Glarus pro Monat. Der gesamte mögliche Ertrag durch Gebäude liegt bei 308 GWh pro Jahr. Die Schneebedeckung ist nicht berücksichtigt.



## Räumliche Verteilung des Gebäudepotenzials

Die räumliche Verteilung des Jahresertrags auf Dächern und an Fassaden kann der Abbildung 20 entnommen werden. Die Farbskalierung zeigt den potenziellen Gebäudeertrag pro Pixel von 0.25 km<sup>2</sup>. Die Karte zeigt deutliche Ballungsgebiete des Ertragspotenzials in den Tälern. Die grössten Potenziale liegen in Niederurnen, Näfels und Glarus. Weiter sind auch in den Tälern Linthal und Sernftal beachtliche Potenziale vorhanden. Die räumliche Verteilung des Ertrags auf Dächern und Fassaden für das Winterhalbjahr ist im Anhang 7.6 aufgeführt.

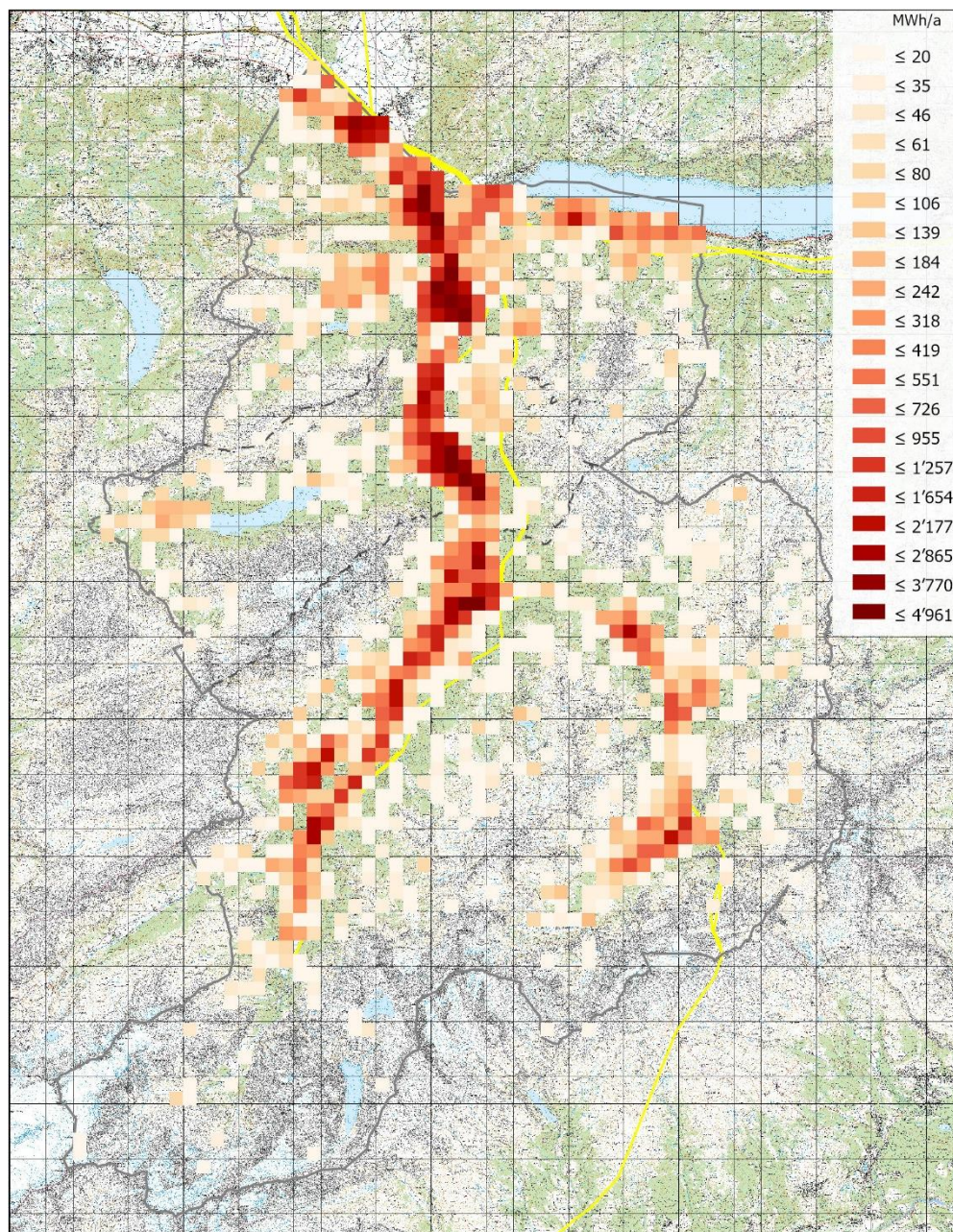


Abbildung 20: Räumliche Verteilung des Jahresertrags der Dach- und Fassadenflächen. Die Pixel entsprechen 0.25 km<sup>2</sup>. Gelb eingezeichnet sind die im Geodatenatz swissTLM3D von Swisstopo vorhandenen Hochspannungsleitungen.

## Winterstromanteil vs. Winterstromertrag

Da die Untersuchung einen speziellen Fokus auf Winterstrom legt, wird nachfolgend untersucht, inwiefern die Winterstromanteile in Prozent sowie der absolute Winterstromertrag in kWh/m<sup>2</sup> geeignete Grössen sind, um zu beurteilen, ob Anlagen für die Produktion von Winterstrom besonders vorteilhaft sind. Dazu werden alle geeigne-

ten Gebäudeflächen (Dächer und Fassaden) anhand ihres Winterstromanteils in Prozent kategorisiert. Pro Kategorie wird das Winterstrompotenzial in GWh/Jahr aufgezeigt. Abbildung 21 zeigt diesen gesamten Winterstromertrag pro Kategorie. Der Winterstromertrag in GWh/Jahr ist auf Dächern deutlich höher als bei Fassaden. Der Winterstromanteil in Prozent, wie es die x-Achse abbildet, ist jedoch bei Fassaden meist höher als bei den Dächern. Die vertikale graue Linie zeigt den durchschnittlichen Winterstromanteil im Kanton Glarus von 33 %. Die Teildach- und Teilfassadenflächen mit einem überdurchschnittlichen Winterstromanteil befinden sich demnach rechts von dieser Linie. Bei den Dächern sind dies rund 15 GWh überdurchschnittlich erzeugbarer Winterstrom, bei den Fassaden rund 31 GWh. Zusammen machen diese 46 GWh überdurchschnittlicher Winterstromertrag 46 % des Gesamtpotenzials an Gebäuden aus.

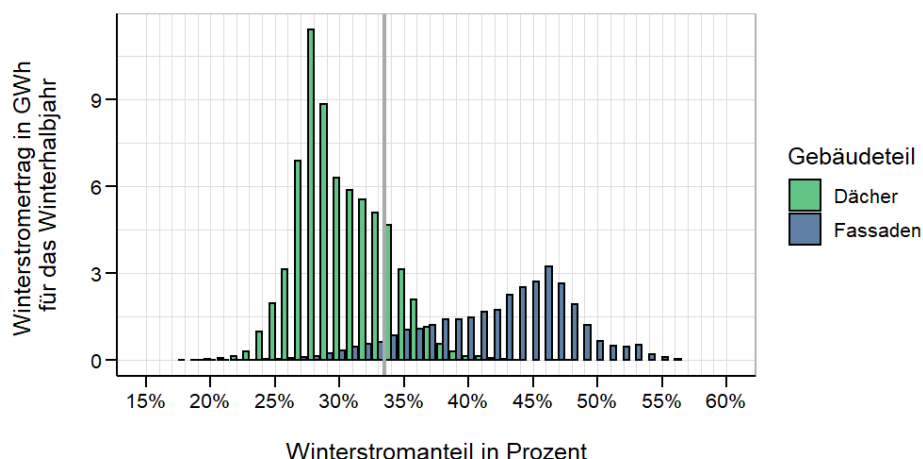


Abbildung 21: Absolutes Winterstrompotenzial in GWh pro Winterhalbjahr nach Kategorisierung anhand des Winterstromanteils für Dächer und Fassaden. Die vertikale Linie zeigt den durchschnittlichen Winterstromanteil von 33 % für Dächer und Fassaden zusammen. Eine allfällige Schneebedeckung ist nicht berücksichtigt.

Der Winterstromanteil wird durch zwei Faktoren beeinflusst: Dem Ertrag pro Jahr und dem Ertrag im Winterhalbjahr. Dies führt dazu, dass ein hoher Winterstromanteil nicht zwingend mit einem hohen Winterstromertrag einher gehen muss.

In Abbildung 22 werden die Winterstromerträge in GWh nicht nach Winterstromanteil kategorisiert, sondern nach spezifischen Winterstromertrag ( $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{Jahr}$ ). Die vertikale Linie gibt dabei den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag von  $46.5 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{Jahr}$  an. Überdurchschnittlich viel Winterstrom pro Fläche wird demnach dann produziert, wenn im Winterhalbjahr mehr als  $46.5 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{Jahr}$  erzeugt werden kann. Für Dächer ist dies mit rund 31 GWh wesentlich mehr überdurchschnittlich hohe Winterstromerzeugung als bei Fassaden mit rund 18 GWh. Zusammen machen diese 49 GWh überdurchschnittlicher Winterstromertrag 49 % des Gesamtpotenzials an Gebäuden aus.

Die Priorisierung von Dächern oder Fassaden für die Winterstromproduktion hängt somit vom gewählten Indikator (Winterstromanteil oder Winterstromertrag) ab.



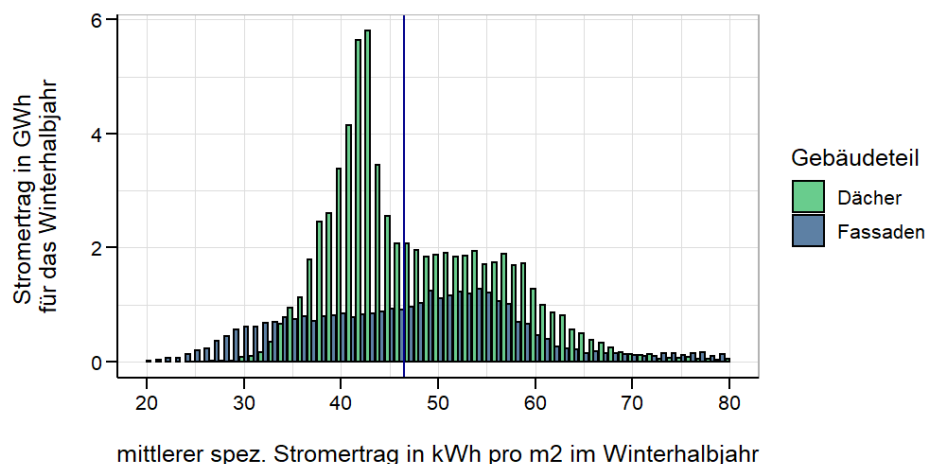


Abbildung 22: Absolutes Winterstrompotenzial in GWh pro Winterhalbjahr nach Kategorisierung an- hand des Winterstromanteils für Dächer und Fassaden. Die vertikale Linie zeigt den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag in kWh/m²/Jahr. Schneebedeckung ist nicht berücksichtigt.

Wie sich die beiden zuvor untersuchten Kennzahlen (Winterstromanteil in Prozent und spezifischer Winterstromertrag in kWh/m²/Jahr) zueinander verhalten, wird in Abbildung 23 gezeigt. Die PV-Anlagen wurden wiederum anhand ihres Winterstromanteils in Prozent kategorisiert. Pro Kategorie wurde anschliessend der mittlere spezifische Winterstromertrag in kWh/m²/Jahr berechnet. Der mittlere spezifische Winterstromertrag im Kanton Glarus von 46.5 kWh/m²/Jahr wird anhand der horizontalen blauen Linie gezeigt, der mittlere Winterstromanteil in Prozent anhand der vertikalen grauen Linie.

Ein Lesebeispiel: Dachanlagen mit 30 % Winterstromanteil erreichen im Mittel eine durchschnittliche absolute Winterstromproduktion von 46 kWh/m²/Jahr, während dieser Wert im Mittel erst von Fassaden mit einem Winterstromanteil von ca. 43 % erreicht wird. Oder anders ausgedrückt: Eine Fassade mit 43 % Winterstromanteil erzeugt im Schnitt gleich viel Winterstromertrag wie eine durchschnittliche Dachanlage mit 30 % Winterstromanteil. Aus dieser Betrachtung geht hervor, dass der höhere Winterstromanteil von Fassadenanlagen nicht als einziger Indikator für eine gezielte Förderung vom Winterstrom verwendet werden kann. Vielmehr können Dachanlagen mit Winterstromanteilen über 30 % ebenfalls einen wichtigen Beitrag im Winter leisten.

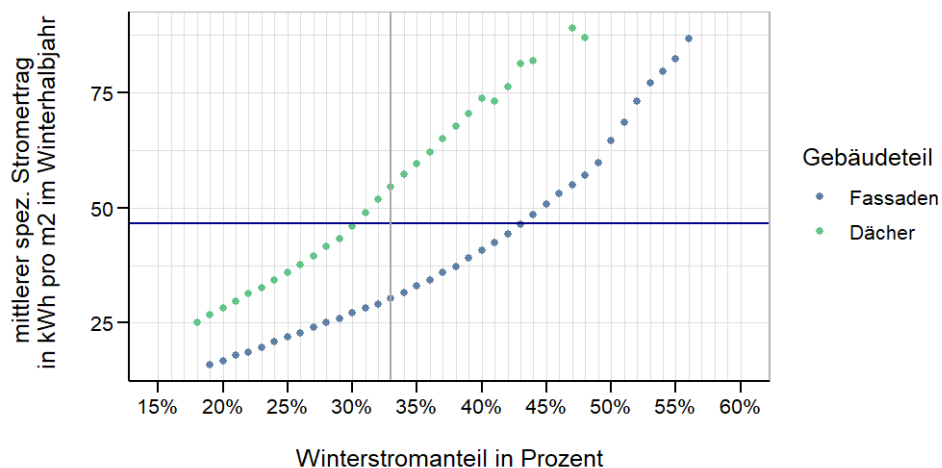


Abbildung 23: Mittlerer spezifischer Ertrag im Winter gegenüber dem Winterstromanteil in Kategorien von 1 %. Es wird zwischen geeigneten Teildach- und Teilfassadenflächen unterschieden. Die horizontale Linie gibt den durchschnittlichen spezifischen Winterstromertrag von 46.5 kWh pro m<sup>2</sup> und Jahr an. Die vertikale Linie zeigt den durchschnittlichen Winterstromanteil von 33 %. Schneebedeckung ist nicht berücksichtigt.

## Gesamtertrag nach Gemeinde

Abbildung 24 zeigt den potenziellen PV-Ertrag pro Gemeinde für Dächer und Fassaden unterteilt in Winter- und Sommerhalbjahr auf. Die Gemeinde Glarus Nord hat mit 132 GWh pro Jahr das höchste Solarstrompotenzial im Gebäudebereich, Glarus mit rund 64 GWh das kleinste. Der Winterstromanteil ist mit rund einem Drittel in allen Gemeinden vergleichbar.

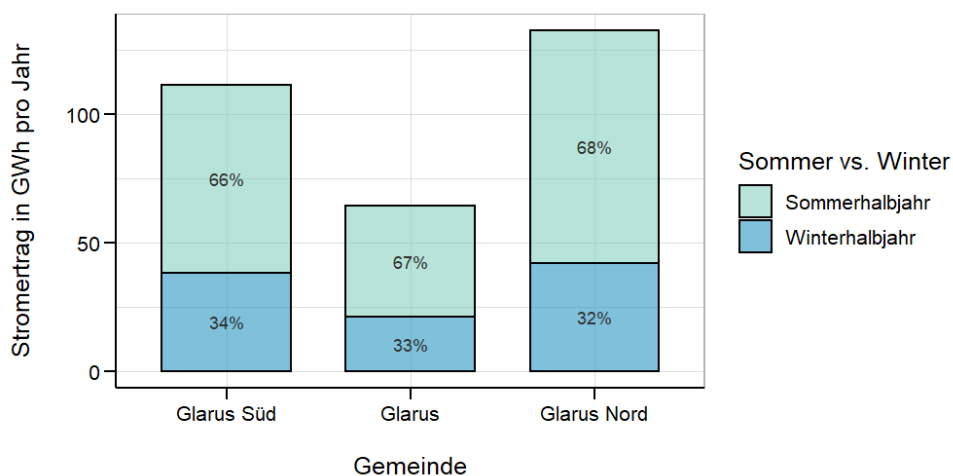


Abbildung 24: Gesamtertrag ohne Schneebedeckung aller geeigneten Teildachflächen und Fassadenflächen nach Gemeinde. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

## Eignungsklasse

Abbildung 25 stellt den jährlichen Ertrag durch Dach-Solaranlagen nach Eignungsklasse (siehe Tabelle 2) dar. Der höchste Winterstromanteil der geeigneten Teildachflächen liegt bei «hervorragend» geeigneten Dachflächen. Wie in Kapitel 3.1.2 ersichtlich, liegen «hervorragend» geeignete Teildachflächen vorwiegend höher als 1'000 m ü.M. (Abbildung 11). Hingegen ist der absolute Ertrag dort am geringsten, da es sich um wenige Teildachflächen handelt. Den höchsten absoluten Ertrag würden die «gut» geeignete Teildachflächen liefern.

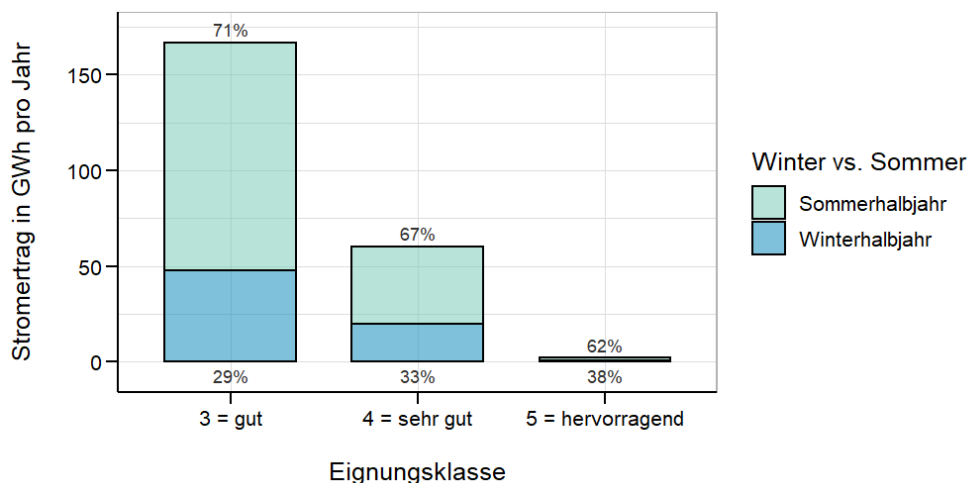


Abbildung 25: Ertrag ohne Schneebedeckung nach Eignungsklasse der geeigneten Teildachflächen. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Abbildung 26 stellt den jährlichen Ertrag durch Solarfassaden nach Eignungsklasse (siehe Tabelle 2) dar. Der höchste Winterstromanteil der Fassaden liegt bei «hervorragend» geeigneten Fassaden. Diese liegen höher als 1'500 m ü.M. (Abbildung 12). Hingegen ist auch hier der absolute Ertrag bei weitem am tiefsten. Den gesamthaft grössten Ertrag könnten «mittel» geeignete Fassaden liefern, wobei Fassaden der Eignungsklasse «gut» einen ähnlich hohen Beitrag leisten könnten.

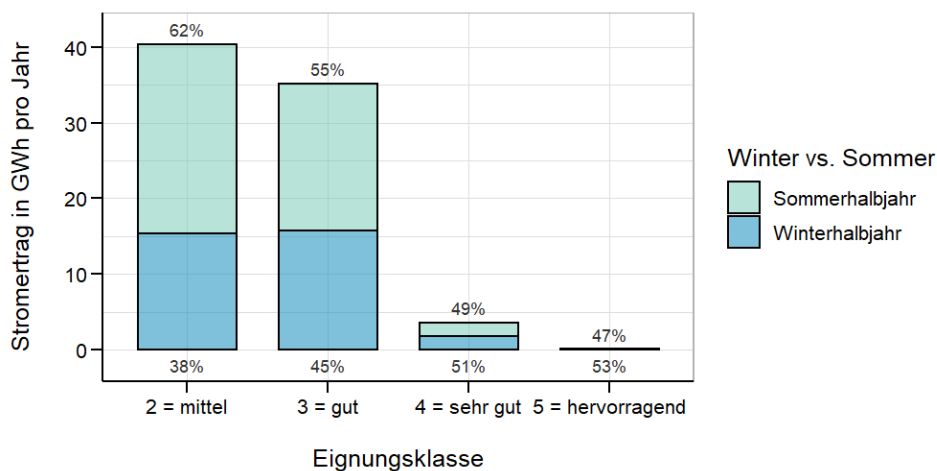


Abbildung 26: Ertrag nach Eignungsklassen der geeigneten Fassadenflächen. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Der Vergleich von Abbildung 25 und Abbildung 26 zeigt, dass die geeigneten Fassadenflächen einen deutlich höheren Winterstromanteil als die geeigneten Dachflächen aufweisen (29-38 % bei Dachflächen gegenüber 38-53 % bei Fassadenflächen). Die Analysen von Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen jedoch, dass die absolute und spezifische Winterproduktion bei Teildachflächen höher liegt. Mit anderen Worten: Dächer haben ein grösseres absolutes Potenzial zur Erzeugung von Winterstrom als Fassaden.

## Dachneigung

Abbildung 27 veranschaulicht den jährlichen Stromertrag unterteilt in Neigungskategorien. Der Winterstromanteil steigt je steiler die Teildachflächen sind und liegt bei der Kategorie «steil geneigt» (ab 45°) am höchsten. Der Gesamtertrag ist jedoch aufgrund der kleinen Anzahl steil geneigter Teildachflächen tief. Der potenzielle Gesamtertrag pro Neigungsklasse ist ansonsten relativ ausgeglichen über die Neigungsklassen verteilt. Die Flachdächer können durch eine Südaufständigung mit

hohem Neigungswinkel bezüglich ihres Winterstromanteils optimiert werden, dabei würde jedoch der Flächennutzungsgrad durch Abstände zwischen den Modulreihen abnehmen und der absolute Winterstromertrag würde sinken.

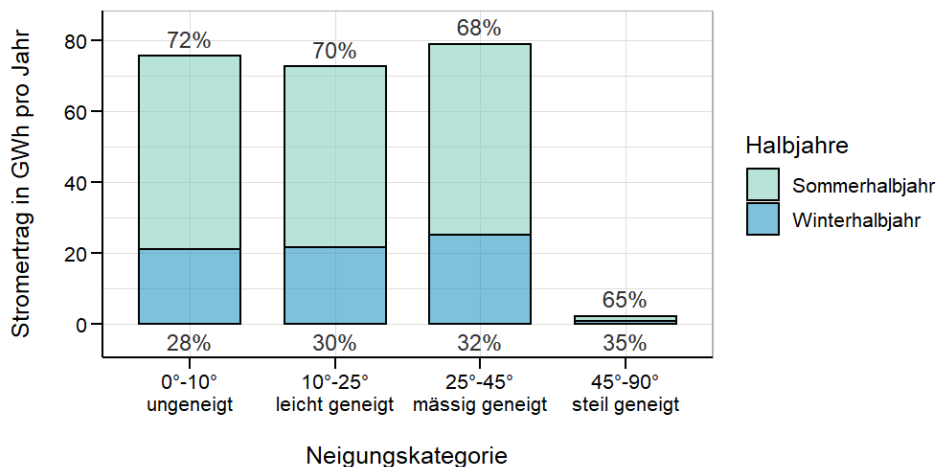


Abbildung 27: Ertrag ohne Schneebedeckung pro Neigungskategorie der geeigneten Dachflächen. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Ob der Neigungswinkel ein sinnvolles Kriterium darstellt, um zu eruieren, ob eine Anlage viel Winterstrom produziert, wird anhand eines linearen Modells geprüft, welches in Abbildung 28 gezeigt ist. Jede Anlage ist als einzelner Punkt auf der Grafik dargestellt. Je mehr Anlagen mit gleichem Verhältnis Neigungswinkel zu Winterstromanteil bestehen, desto dunkler ist die Einfärbung der Punkte auf der Grafik. Mit einem Korrelationskoeffizienten von 0.51 kann von einem mässigen bis deutlichen linearen Zusammenhang gesprochen werden. Die Korrelation ist mit  $p < 0.001$  sehr signifikant. Nichtsdestotrotz ist anhand der Punktwolke zu erkennen, dass die Streuung des Winterstromanteils von bis zu 20 % pro Neigungswinkel-Kategorie enorm ist. Somit kann nur von einer tendenziellen Zunahme des Winterstromanteils mit dem Neigungswinkel gesprochen werden.

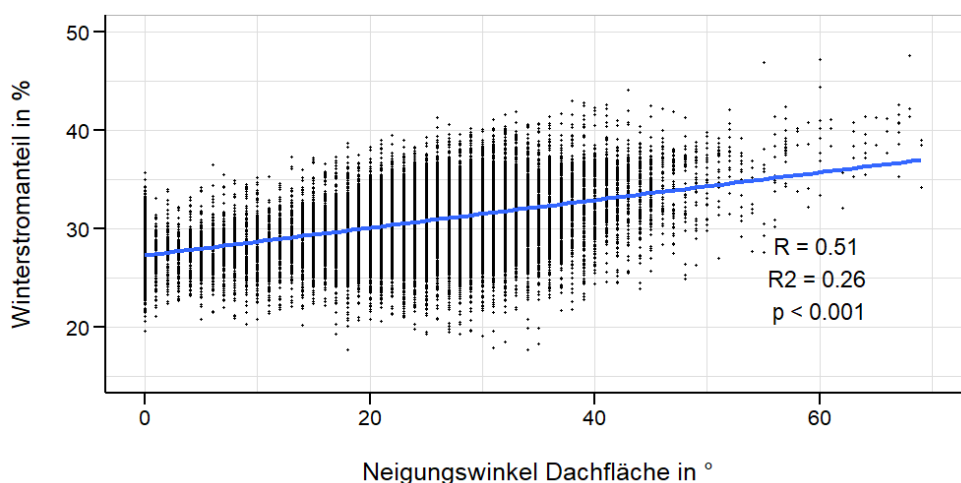


Abbildung 28: Einfluss des Neigungswinkels der Dachfläche auf den Winterstromanteil in %. Die blaue Linie zeigt die Korrelation des Winterstromanteils mit dem Neigungswinkel mit einem Korrelationskoeffizienten von  $R = 0.51$  und einer Signifikanz von  $p < 0.001$ .

Ein ähnlicher Einfluss der Dachneigung zeigt sich auf den spezifischen Winterstromertrag in  $\text{kWh/m}^2$ , dargestellt in Abbildung 29. Hier kann mit einem Korrelationskoeffizienten von 0.46 von einem mässigen linearen Zusammenhang gesprochen werden. Auch hier ist die Korrelation mit  $p < 0.001$  sehr signifikant. Die ausgeprägte

Streuung deutet darauf hin, dass von einer Tendenz gesprochen werden muss und Abweichungen bei einzelnen Anlagen sehr gross sein können.

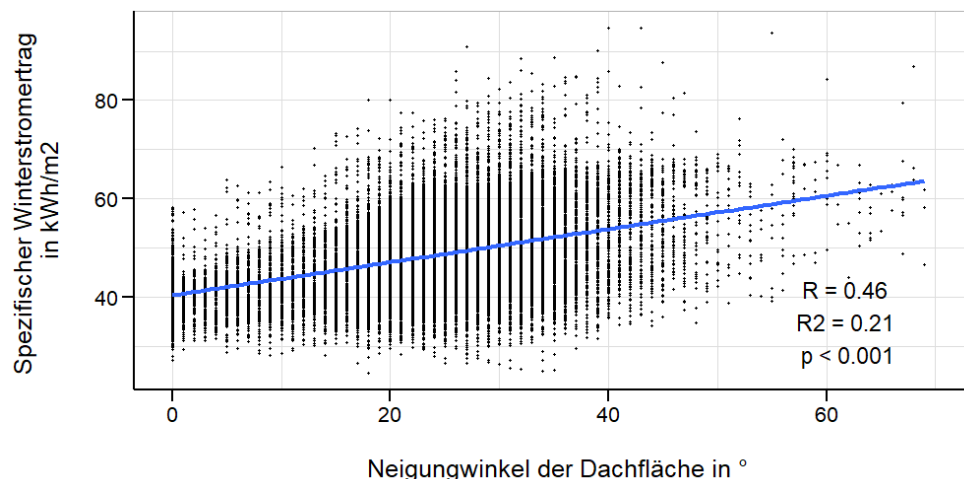


Abbildung 29: Einfluss des Neigungswinkels der Dachfläche auf den spezifischen Winterstromertrag in kWh/m². Die blaue Linie zeigt die Korrelation des spezifischen Winterstromertrags mit dem Neigungswinkel mit einem Korrelationskoeffizienten von  $R = 0.46$  und einer Signifikanz von  $p < 0.001$ .

### Höhenlage

In der Abbildung 30 wird der potenzielle Stromertrag durch Teildachflächen nach der Höhenlage (in Schritten von 200 m) aufgeführt, um aufzuzeigen, in welchen Höhenlagen das grösste Potenzial vorhanden ist. Der in der Summe höchste potenzielle Ertrag liegt zwischen 400 und 600 m ü.M. Die meisten Gebäude liegen in dieser Höhenlage. Der Winterstromanteil steigt in der Tendenz mit der Höhe leicht. Wie in Kapitel 3.1.2 erwähnt, nimmt die statistische Relevanz jedoch mit der Höhe ab. Ebenfalls ersichtlich ist, dass die Grösse der Bauten einen Einfluss auf den Ertrag hat. Im Verhältnis zum Stromertrag gibt es in tiefen Höhenlagen weniger Gebäude als in höheren Lagen. In tiefen Höhenlagen sind gemäss Abbildung 11 in Kapitel 3.1.2 grössere Teildachflächen vorhanden.

Abbildung 31 zeigt den spezifischen Stromertrag in kWh/m² geeigneter Dachfläche nach denselben Höhenkategorien. Bei rund 1'200 m ü.M. scheint der spezifische Gesamtertrag und der spezifische Ertrag im Winterhalbjahr anzusteigen.

Dieselbe Betrachtung wie für die Teildachflächen wird in Abbildung 32 und Abbildung 33 für Fassaden gezeigt. Auch bei den Fassaden liegt der höchste potenzielle Ertrag unter 600 m ü.M. Dort liegen die meisten Gebäude mit den grössten Fassadenflächen. Der Winterstromanteil steigt in der Tendenz mit der Höhe, wobei erneut bei 1'200 m ü.M. eine Steigerung des Jahresertrags und des Winterstromertrags ersichtlich ist. Ab 2'000 m ü.M. ist die statistische Aussagekraft aufgrund weniger Fassadenflächen nicht mehr gegeben.

Der jährliche spezifische Ertrag in kWh/m² geeigneter Teildachfläche zeigt ebenfalls die Steigerung des Winteranteils sowie des gesamten Jahresertrags pro m². Im Vergleich zu den Dachanlagen liegt der Winterstromanteil bei Fassaden deutlich höher (30-36 % bei Teildachflächen vs. 34-46 % bei Fassadenflächen).

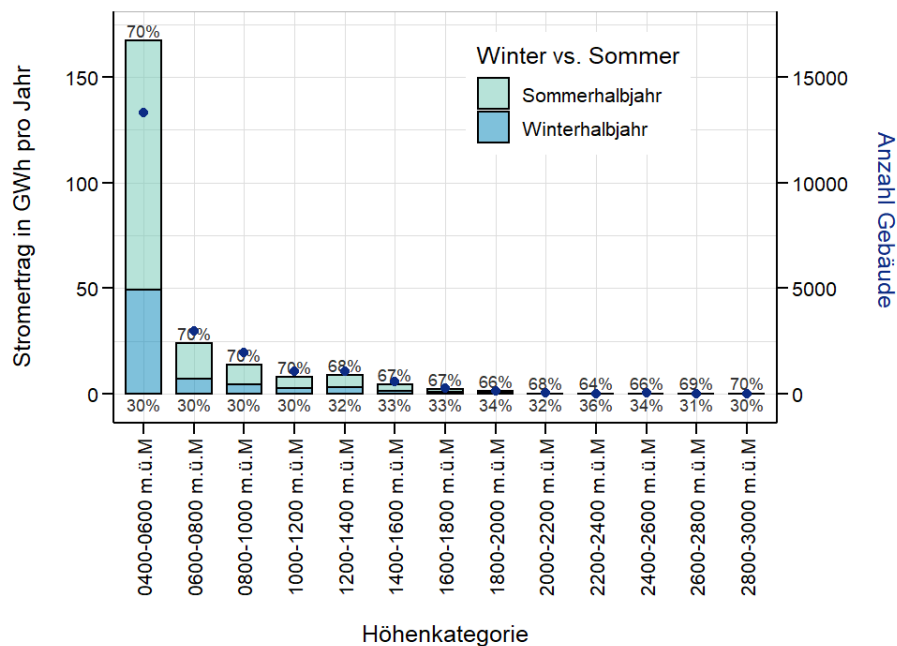


Abbildung 30: Ertrag der geeigneten Teildachflächen ohne Schneebedeckung kategorisiert nach Höhenlage. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr. Die blauen Punkte zeigen die Anzahl Gebäude pro Höhenkategorie (rechte y-Achse).

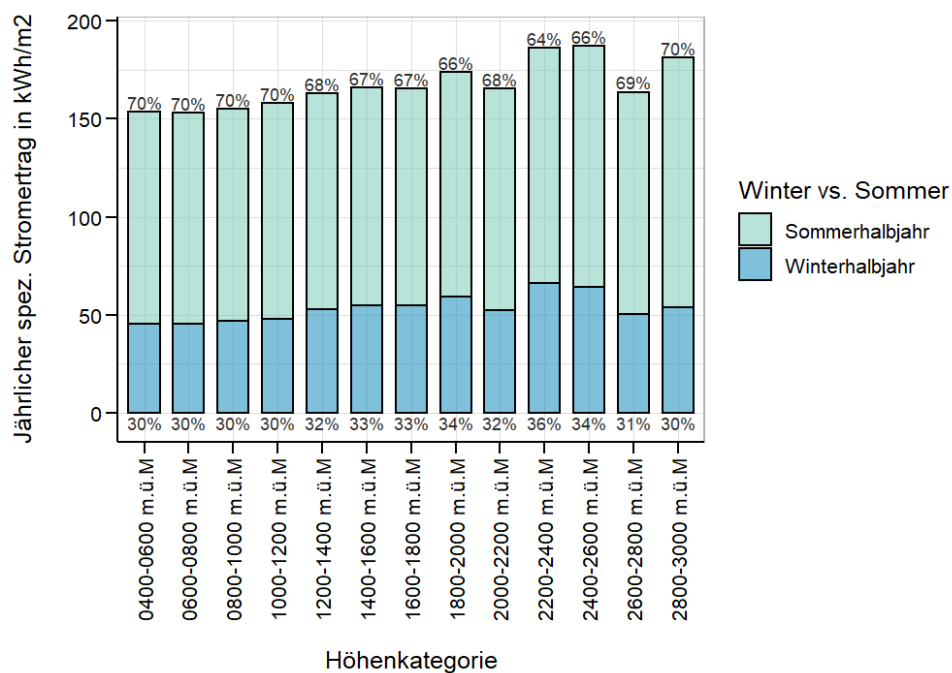


Abbildung 31: Spezifischer Ertrag der geeigneten Teildachflächen ohne Schneebedeckung nach Höhenlage. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.



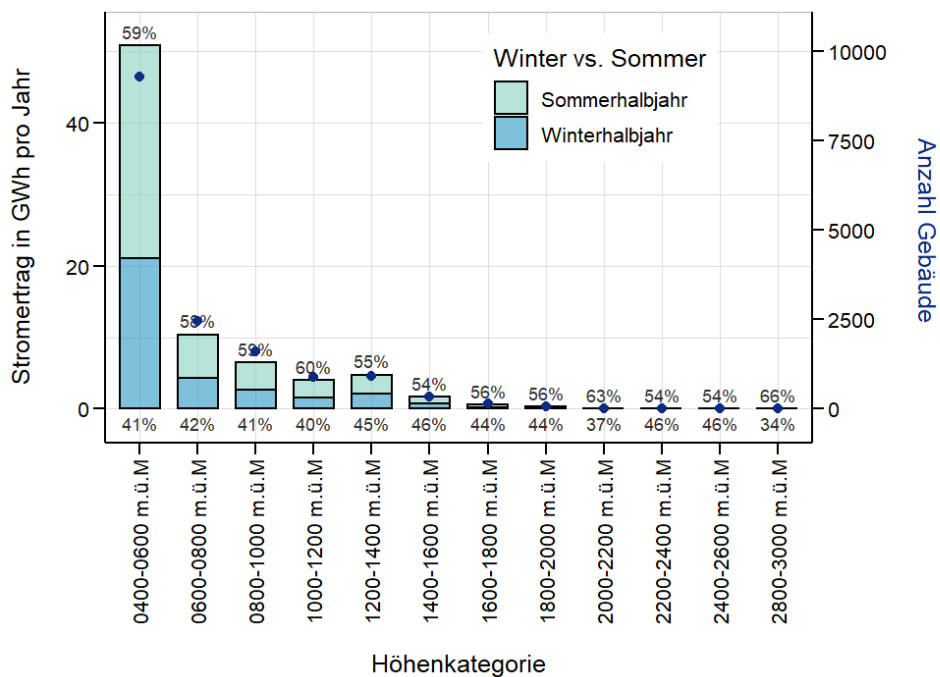


Abbildung 32: Ertrag der geeigneten Fassadenflächen ohne Schneebedeckung nach Höhenlage. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr. Die blauen Punkte zeigen die Anzahl Gebäude pro Höhenkategorie (rechte y-Achse).

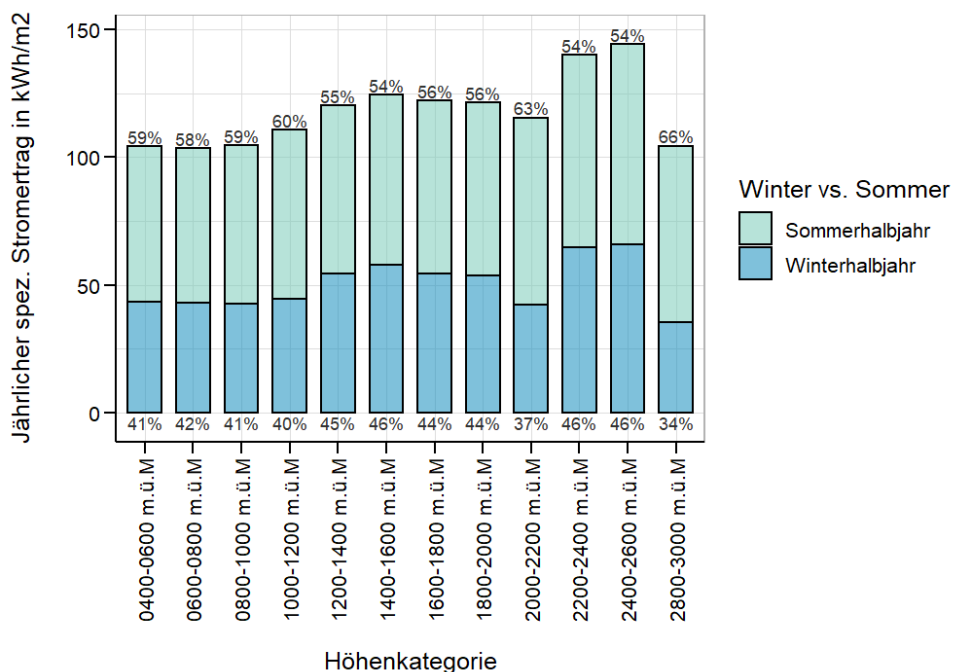


Abbildung 33: Spezifischer Ertrag der geeigneten Fassadenflächen ohne Schneebedeckung nach Höhenlage. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Um den Einfluss der Höhe auf den spezifischen Ertrag der Fassaden näher zu untersuchen, wurde zusätzlich der spezifische Ertrag in monatlicher Auflösung visualisiert und zwecks Übersichtlichkeit in drei Höhenlagenkategorien unterteilt (Abbildung 34). Dort ist ersichtlich, dass besonders im Winter (Monate 1-3 und 10-12) höhere spezifische Stromerträge möglich sind als unterhalb 1200 m ü.M. Dieser Mehrertrag zeigt sich bis im Monat Juni deutlich. Daraus folgt, dass mit der Höhe nicht nur der

Winter- sondern auch der Jahresertrag zunimmt. Dies hat zur Folge, dass der Winterstromanteil aufgrund des höheren Ertrags im Sommerhalbjahr nur leicht zunimmt, obwohl der absolute Winterstromertrag im Vergleich zum prozentualen Anteil stärker ansteigt. Eine alleinige Betrachtung des Winterstromanteils führt somit zu einer Unterschätzung der Zunahme des Winterstromertrags mit der Höhe.

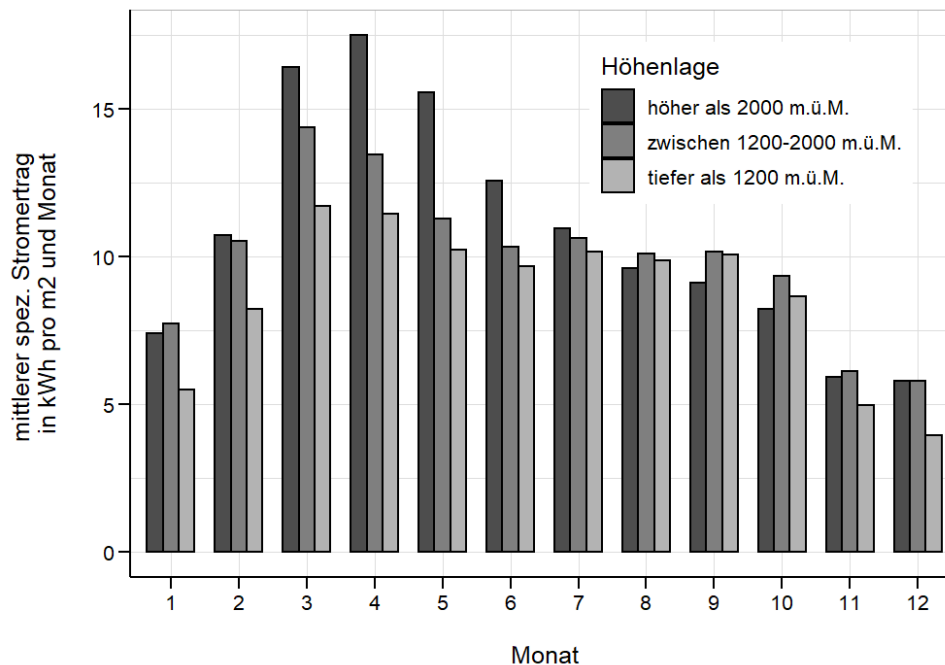


Abbildung 34: Monatlicher spezifischer Ertrag der geeigneten Fassadenflächen ohne Schneebedeckung nach Höhenlage. Die Höhenlagenkategorien wurden zur näheren Untersuchung des Höheneinflusses gewählt.

### Ausrichtung

Bei den Fassaden hat die Ausrichtung der Fassadenfläche einen relevanten Einfluss auf die Winterstromerträge (sowohl den Winterstromanteil in % als auch den spezifischen Winterstromertrag in kWh/m<sup>2</sup>). Um zu überprüfen, ob es sich dabei um ein sinnvolles Kriterium zur Beurteilung des Winterstrompotenzials handelt, wird nachfolgend die Abhängigkeit des Winterstrompotenzials von der Ausrichtung gezeigt. Die Winterstromerträge liegen in der Tendenz bei einer optimalen Südausrichtung (0°) am höchsten und nehmen ab, wenn die Flächen gegen Osten oder Westen ausgerichtet sind. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 35 für den Winterstromanteil in Prozent und in Abbildung 36 für den spezifischen Winterstromertrag in kWh/m<sup>2</sup> visualisiert. Für beide Winterstromindikatoren kann mit einem Korrelationskoeffizienten von -0.6 respektive -0.62 von einem deutlichen linearen Zusammenhang gesprochen werden. Mit einem p-Wert von < 0.001 ist die Korrelation sehr signifikant. Aufgrund der grossen Streuung gilt es jedoch zu beachten, dass es sich um eine Tendenz handelt und die jeweiligen Flächen stark abweichen können.

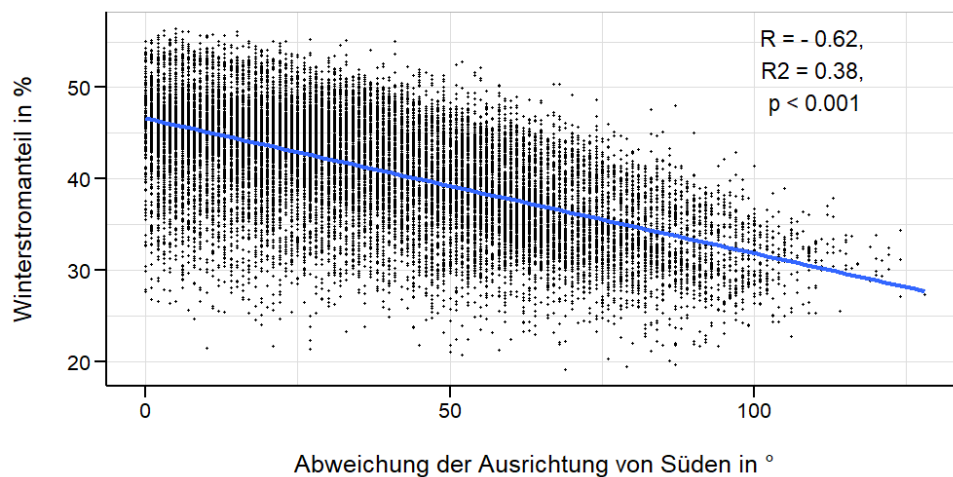


Abbildung 35: Einfluss der Ausrichtung der Fassaden auf den Winterstromanteil in %. Die blaue Linie zeigt die Korrelation zwischen dem Winterstromanteil in % und der Abweichung von einer optimalen Ausrichtung gegen Süden in Grad. Der Korrelationskoeffizient  $R$  beträgt  $-0.62$ . Mit einem  $p$ -Wert von  $<0.001$  kann von einer höchst signifikanten Korrelation gesprochen werden.

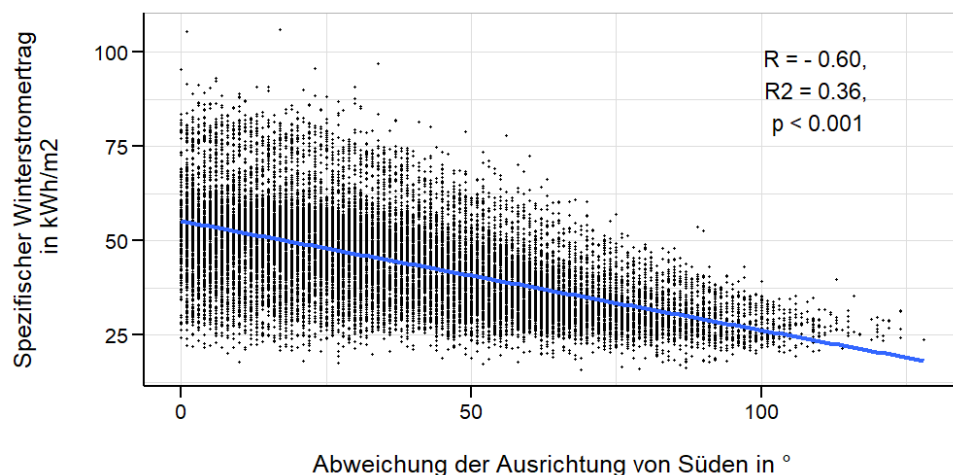


Abbildung 36: Einfluss der Ausrichtung der Fassaden auf den spezifischen Winterstromertrag in kWh/m². Die blaue Linie zeigt die Korrelation zwischen spezifischem Winterstromertrag und der Abweichung von einer optimalen Ausrichtung gegen Süden in Grad. Der Korrelationskoeffizient  $R$  beträgt  $-0.60$ . Mit einem  $p$ -Wert von  $<0.001$  kann von einer höchst signifikanten Korrelation gesprochen werden.

### Bauperiode

Abbildung 37 zeigt den potenziellen Ertrag durch PV-Anlagen auf geeigneten Teildachflächen aufgeteilt nach den GWR-Bauperioden. Der Winterstromanteil hängt nicht vom Gebäudealter ab. Vergleichbare Ergebnisse zeigen sich bei Fassaden, weshalb auf hier auf eine zusätzliche Darstellung der Fassadenflächen nach GWR-Bauperioden verzichtet wird.

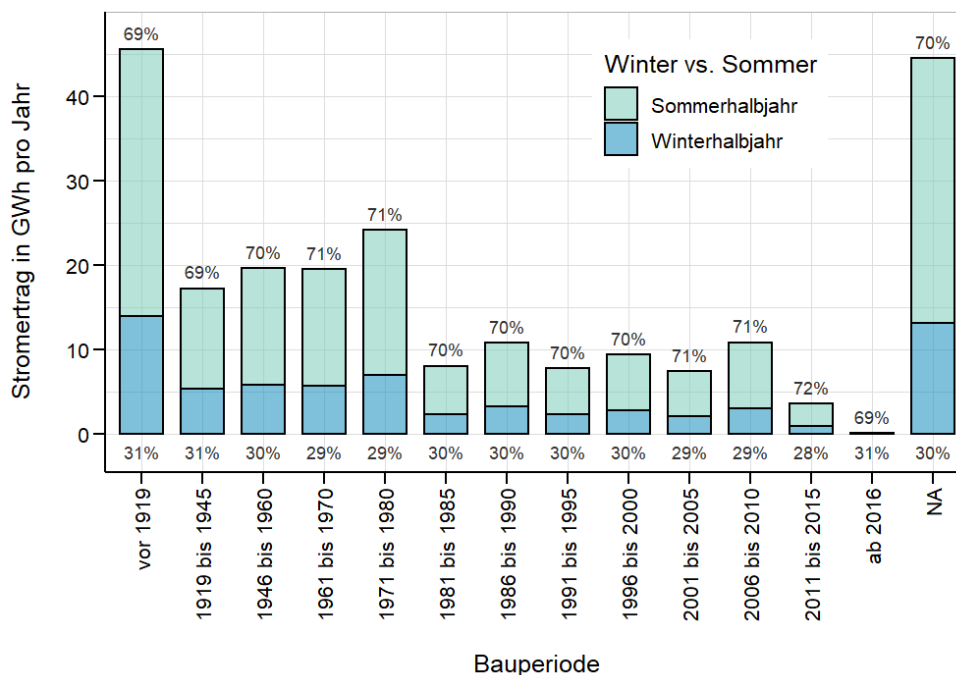


Abbildung 37: Ertrag der geeigneten Teildachflächen ohne Schneebedeckung nach Bauperiode. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

## Schnee- bedeckung

Eine Ertragsminderung von 30 % zur Berücksichtigung der Schneebedeckung von Modulen auf Dächern in den Wintermonaten Dezember, Januar und Februar (vgl. Kapitel 2.1.5) reduziert das Gesamtpotenzial von Gebäuden um 7.6 GWh pro Jahr. Diese Reduktion fällt komplett auf das Winterhalbjahr. Die damit berechneten Verluste durch Schneebedeckung entsprechen 11 % des Winterstrompotenzials von Dächern. Das verbleibende Potenzial sowie die Verluste durch Schneebedeckung sind in Abbildung 38 visualisiert.

Diese Ertragsminderung aufgrund der Schneebedeckung betrifft nur Dachanlagen mit einem Neigungswinkel < 60° und wird im Kapitel 4.4 diskutiert.

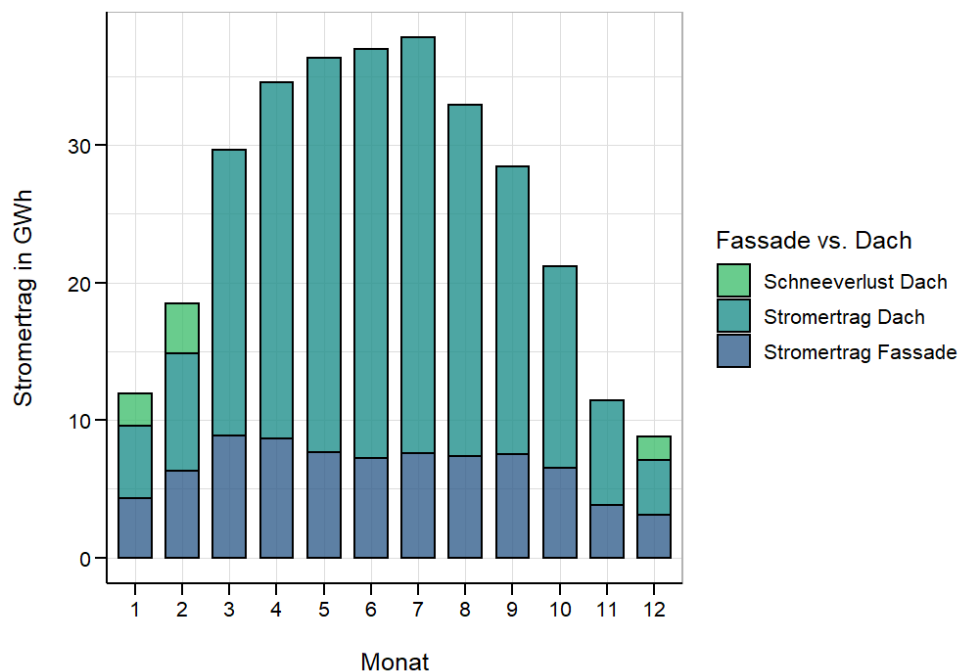


Abbildung 38: Gesamtertrag aller geeigneten Teildachflächen und Fassadenflächen nach Monat unter Berücksichtigung von Verlusten durch die Schneebedeckung bei den Modulen auf Dächern mit Neigungswinkel < 60°.

### 3.1.5 PV Zubau auf Gebäuden im Kanton Glarus

Nachfolgend wird auf das PV-Ausbautempo im Kanton Glarus seit 2011 eingegangen. Dabei soll untersucht werden, ob die aktuelle Zubaurate ausreicht, um die in den Energieperspektiven 2050+ definierten Ausbauziele zu erreichen, respektive welche Zubaurate für die Erreichung dieser Ziele nötig wäre.

#### Energieperspektiven 2050+

Bei den Energieperspektiven 2050+ handelt es sich um eine vom BFE in Auftrag gegebene Arbeit, welche aufzeigen soll, wie das Ziel «Netto Null CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2050» erreicht werden kann. Ausgeklammert von der Betrachtung wurde der Energiebedarf des internationalen Flugverkehrs.

In den Energieperspektiven 2050+ wird der Photovoltaik eine wesentliche Rolle im schweizerischen Energiesystem zugeschrieben. Sie soll schweizweit jährlich 34 TWh Strom liefern (Bundesamt für Energie, 2020a). Dies entspricht rund der Hälfte des vom BFE ausgewiesenen Potenzials auf Dächern und Fassaden in der Schweiz (Portmann et al., 2019).

#### Vorschlag für PV-Ausbauziel Kanton Glarus

In Anlehnung an die Energieperspektiven 2050+ kann ein analoges Ausbauziel auch für den Kanton Glarus definiert werden. Wenn ebenfalls 50 % des Gebäudepotenzials angestrebt werden, müsste der Kanton Glarus im Jahr 2050 jährlich 154 GWh Strom aus Photovoltaik gewinnen (vgl. Kapitel 3.1.4).

#### Ausbautempo und bestehende Anlagen im Kanton Glarus

Gemäss Statistiken zur Elektrizitätsproduktion im Kanton Glarus waren Ende 2020 insgesamt 481 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 9 MWp installiert (Abteilung Umweltschutz und Energie Kanton Glarus, 2021). Die Jahresproduktion dieser installierten Anlagen wird auf 9 GWh geschätzt. Somit wurde bis Ende 2020 rund 1.8 % des hier ausgewiesenen Gesamtpotenzials (Gebäude und Infrastruktur) von

498 GWh oder 2.9 % des hier ausgewiesenen Gebäudepotenzials im Kanton von 308 GWh erschlossen.

In den Jahren 2011 bis 2020 wurden jährlich zwischen 0.26 und 2.6 GWh zusätzliche Energieproduktion durch die Neuinstallation von PV-Anlagen geschaffen.

Abbildung 39 visualisiert diese Zunahme der Stromproduktion mittels Photovoltaik pro Jahr. Die horizontale blaue Linie zeigt den Durchschnitt von 0.8 GWh pro Jahr während diesen zehn Jahren. Die höchsten Zubauraten wurden in den letzten beiden Jahren mit 1.0 GWh, respektive 2.6 GWh erreicht.

Besonders auffallend ist die geringe Zunahme der Stromproduktion aus Photovoltaik in den Jahren 2016 und 2017. In der Tendenz zeigt sich gesamtschweizerisch ein ähnliches, jedoch weniger stark ausgeprägtes Bild. Der Branchenverband Swissolar begründet den stockenden Ausbau in diesen zwei Jahren mit dem Wegfall der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) und der Beschränkung von Einmalvergütungen auf Kleinanlagen (< 30 kWp), was dazu führte, dass lediglich Kleinanlagen gefördert und wenige Grossanlagen realisiert wurden (Swissolar, 2020).

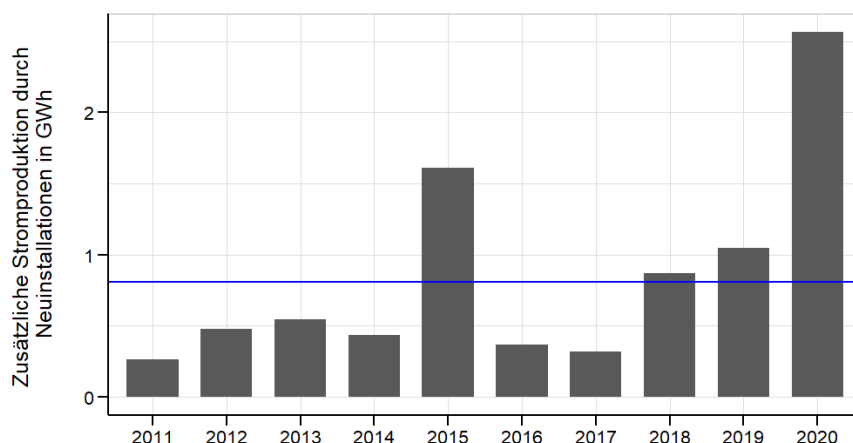


Abbildung 39: Zusätzliche jährliche Stromproduktion in GWh durch neu installierte PV-Anlagen im Kanton Glarus. Seit 2018 hat sich der Zubau stark beschleunigt. Die vertikale blaue Linie zeigt den Durchschnitt von 0.8 GWh pro Jahr. Die tiefen Werte für 2016 und 2017 sind auf das damalige Förderprogramm der Schweiz zurückzuführen, welches sich auf Einmalvergütungen für Kleinanlagen (<30 kWp) beschränkt hat.

### Ausbautempo Sanierungen und Neubauten

Wird das Ausbautempo der letzten zehn Jahre (durchschnittlich 0.8 GWh pro Jahr) beibehalten, erreicht der Kanton Glarus im Jahr 2050 eine jährliche PV Stromproduktion von rund 33 GWh pro Jahr. Auch der bisher stärkste Zubau im Jahr 2020 (2.6 GWh pro Jahr) reicht mit 87 GWh im Jahr 2050 bei weitem nicht aus, um wie oben vorgeschlagen 154 GWh pro Jahr bis 2050 zu erschliessen. Dafür wäre ein konstanter Zubau von rund 5 GWh pro Jahr nötig. Mit der bisher höchsten Zubaurate im Jahr 2020 wären 50 % des Potenzials im Jahr 2076 ausgeschöpft und 100 % im Jahr 2135. Wird der durchschnittliche Zubau der letzten zehn Jahre herangezogen, dauert es rund 375 Jahre, bis der Kanton sein gesamtes Potenzial ausgeschöpft hat.

Die jüngste Beschleunigung des Zubaus geht somit in die richtige Richtung. Der bisher höchste Zubau von 2.6 GWh im Jahr 2020 müsste jedoch verdoppelt werden, um das 50 % Ziel bis 2050 zu erreichen.

Eine Analyse des WWF Schweiz aus dem Jahr 2020 berücksichtigt die neueste Zunahme des Ausbautempos noch nicht. Für die vorgehenden Jahre kommt die Studie jedoch zu einem ähnlichen Schluss wie die Betrachtung des Ausbaus in den letzten zehn Jahren, wonach der Kanton Glarus beim bisherigen Zubautempo 386 Jahre brauchen würde, um sein gesamtes PV-Potenzial auszuschöpfen (Weber, 2020).

### 3.2 PV-Anlagen auf Infrastrukturen

Das Potenzial für Solarstrom auf Infrastrukturflächen beträgt im Kanton Glarus insgesamt rund 190 GWh pro Jahr. In der Untersuchung berücksichtigt sind Parkplatzareale, stehende Gewässer, Staumauern, Lawinenverbauungen, Bergbahnmasten und Lärmschutzwände entlang der Autobahn.

Der mit jährlich 162 GWh überwiegende Anteil vom Potenzial kann den stehenden Gewässern zugeschrieben werden. Diese weisen mit 22 % einen eher geringen Winterstromanteil auf. Dies liegt insbesondere am Klöntalersee, der aufgrund der Fläche das grösste Potenzial, aber durch seine Lage einen sehr geringen Winterstromanteil aufweist. Das zweitgrösste Potential weisen mit 12.5 GWh pro Jahr die Parkplätze auf. Der Winterstromanteil beträgt aufgrund des für die Berechnung zugrundeliegenden flachen Neigungswinkel der Module nur 25 %. Die übrigen Infrastrukturflächen weisen einen deutlich höheren Winterstromanteil auf. Abgesehen von den Lawinenverbauungen ist deren Potenzial gegenüber den oben erwähnten Infrastrukturen relativ gering (Abbildung 40). Zwecks besserer Lesbarkeit ist in Abbildung 41 das Infrastrukturpotenzial ohne die stehenden Gewässer abgebildet. Für Infrastrukturflächen, bei denen mehrere Varianten gerechnet wurden, ist in der hier aufgeführten Gesamtübersicht jeweils die Variante mit dem grössten Ertrag berücksichtigt.

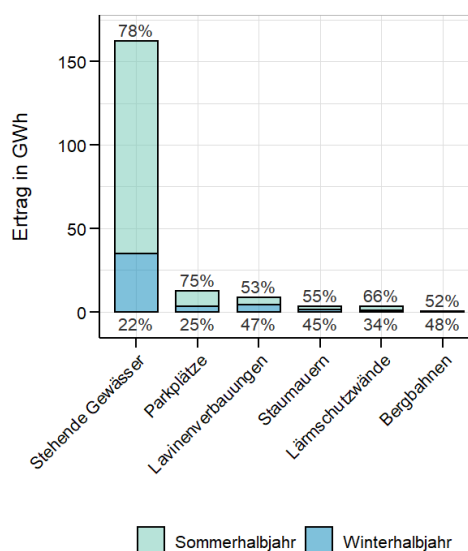


Abbildung 40: PV-Ertrag der berücksichtigten Infrastrukturflächen. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr. Bei mehreren Varianten ist jeweils diejenige mit dem grössten Ertrag abgebildet.

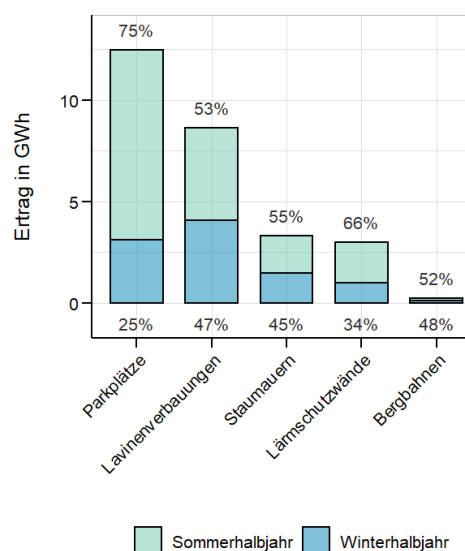


Abbildung 41: PV-Ertrag der berücksichtigten Infrastrukturflächen, zwecks besserer Lesbarkeit aber ohne die stehenden Gewässer. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr. Bei mehreren Varianten ist jeweils diejenige mit dem grössten Ertrag abgebildet.

Die räumliche Verteilung des jährlichen Infrastrukturpotenzials ist in Abbildung 42 gezeigt. Viele dieser Potenziale, insbesondere die Parkplätze und die Lärmschutzwand, liegen in der Talsohle oder zumindest in deren Nähe. Mit den stehenden Gewässern bestehen vereinzelt auch sehr grosse Potenziale abseits der Talsohlen. Die räumliche Verteilung des Ertrags auf den Infrastrukturflächen für das Winterhalbjahr ist im Anhang 7.7 aufgeführt.



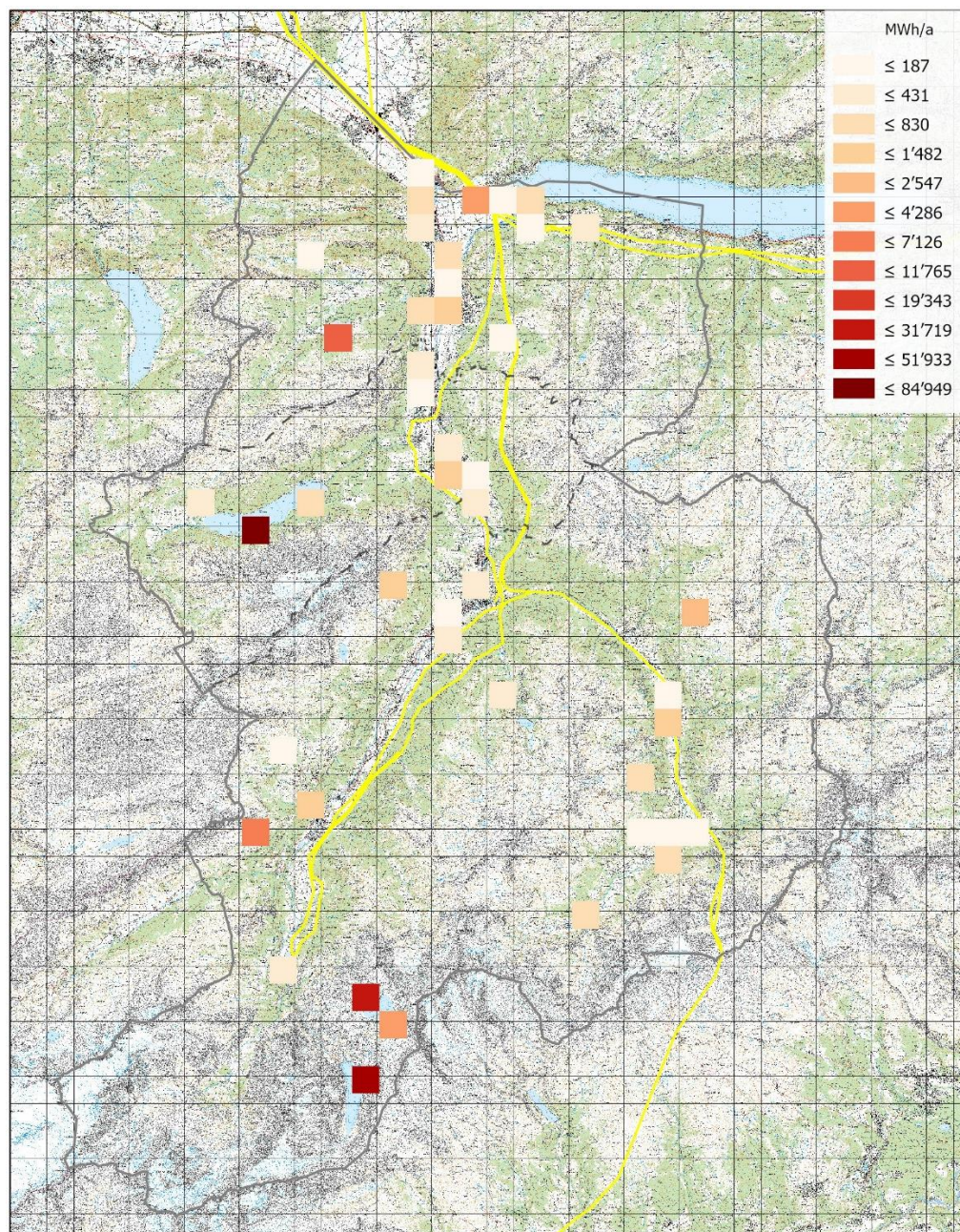


Abbildung 42: Räumliche Verteilung des Ertrags der Infrastrukturflächen. Die farbigen Quadrate entsprechen 1 km<sup>2</sup>. Die Potentiale für die stehenden Gewässer und die Bergbahnen sind jeweils als Punkt im Mittelpunkt der Fläche abgebildet. Gelb eingezeichnet sind die im Geodatenatz swissTLM3D von Swisstopo vorhandenen Hochspannungsleitungen.

### 3.2.1 Parkplätze

#### Beispiel

Für die Ertragsberechnung wird die gesamte Parkplatzfläche berücksichtigt, also inklusive der Fahrwege, wie dies zum Beispiel beim System Horizon von dhp Technology (dhp technology AG, 2021a) zur Anwendung kommt. Gemäss dem Hersteller wird durch die grosse Höhe und die weiten Stützenabstände die Freiheit der Nutzung nicht eingeschränkt. Da die Parkplätze nicht zwingend eine rechteckige Form aufweisen, wird für die Potenzialberechnung davon ausgegangen, dass 75 Prozent der Fläche mit einer Photovoltaikanlage belegt werden können.





Abbildung 43: Solarfaltdach Horizon der Firma dhp technology über dem Parkplatz der Luftseilbahn Jakobstad-Kronberg (dhp technology AG, 2021b).

## Ertrag

Der Gesamtertrag der 54 untersuchten Parkplatzstandorte beträgt rund 12.5 GWh pro Jahr. Mit einer Modulneigung von 10° ergibt sich im Mittel ein Winteranteil von 25 %. Die Ausrichtung spielt bei dieser Modulneigung eine untergeordnete Rolle. Die Berechnung basiert auf der Annahme, dass 75 % der Parkplatzfläche mit rechteckigen oder L-förmigen Anlagen belegt werden können. Ein Abstand von 5 m zu Gebäuden und Strassen wurde bei den Parkplatzflächen bereits in Abzug gebracht.

Der Gesamtertrag verteilt sich relativ gleichmässig über die verschiedenen Anlagengrössen (Abbildung 44). Mit den neun grössten Parkplätzen lässt sich etwa die Hälfte des Gesamtertrags realisieren. Diese neun grössten Parkplätze befinden sich in Abbildung 44 in den Leistungskategorien > 500 kWp. Der Winterstromanteil bewegt sich über alle Anlagengrössen hinweg in einem Bereich zwischen 23 und 29 %. Eine Ausnahme bildet der Parkplatz beim Campingplatz Güntlenau am Klöntalersee mit einer Anlagenleistung von 810 kWp. Bei diesem beträgt der Winterstromanteil aufgrund der Lage auf der Nordseite des Bergmassivs Glärnisch nur 14 %. Die meisten Parkplätze weisen eine Anlagengrösse zwischen 50 und 100 kWp auf, was einer Parkplatzfläche von rund 400 bis 750 m<sup>2</sup> entspricht.

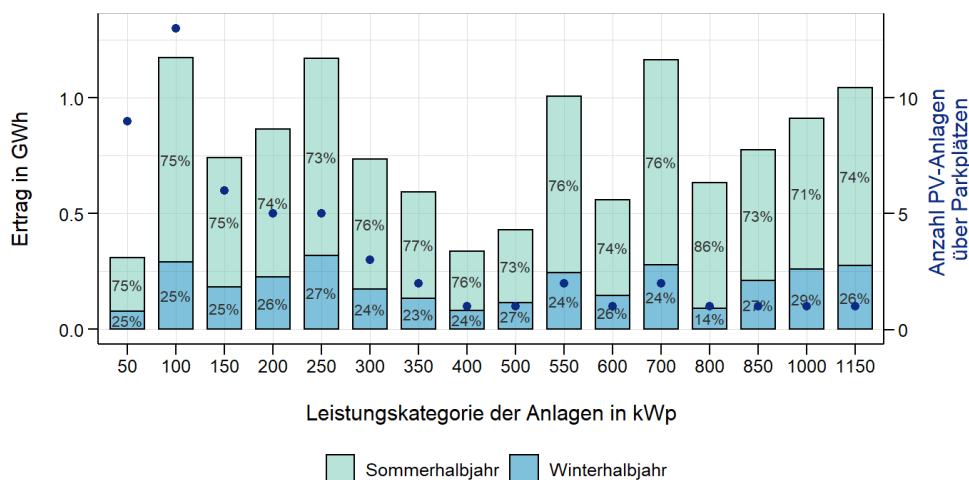


Abbildung 44: Ertrag und Anzahl der Parkplätze nach Leistungskategorien bei einer Ost-West-Ausrichtung und einer Modulneigung von 10°. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr. Die blauen Punkte geben die Anzahl PV-Anlagen über Parkplätzen pro Leistungskategorie an.



## Räumliche Verteilung

Die berücksichtigten Parkplätze verteilen sich über das gesamte besiedelte Kantonsgebiet (Abbildung 45). Das grösste Potenzial liegt in der Umgebung von Näfels, Glarus und dem südlichen Sernftal.

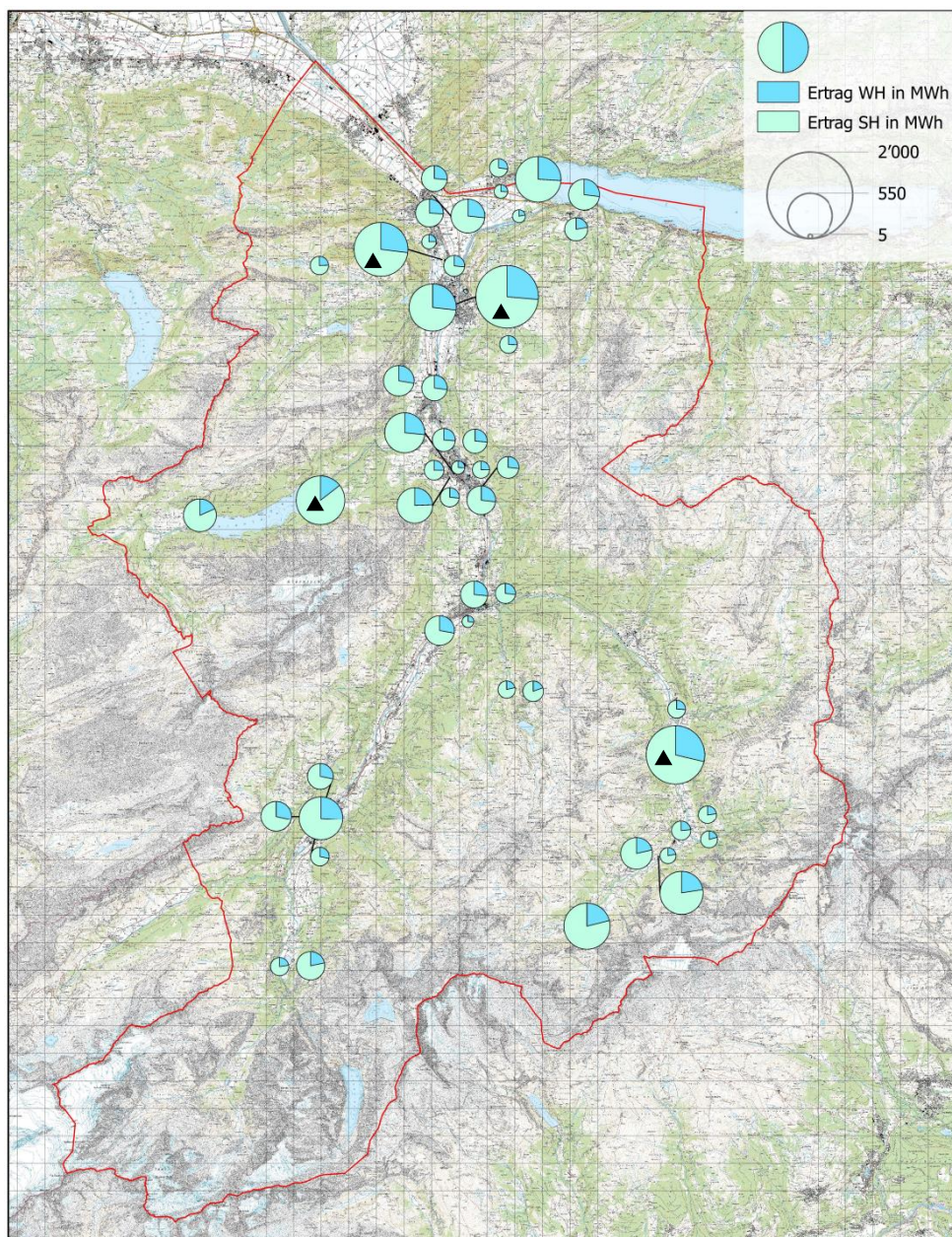


Abbildung 45: Räumliche Verteilung des Ertrags auf Parkplätzen unterteilt in Winterhalbjahr (WH) und Sommerhalbjahr (SH). Die Kantonsgrenze ist rot eingezeichnet. Die Standorte mit dem schwarz eingezeichneten Dreieck werden nachfolgend abgebildet. Die Grösse der Kreise zeigt jeweils das Jahrespotenzial.

## Standorte mit grösstem Jahresertrag

Die Eckdaten der vier Standorte mit dem grössten Jahresertrag, die in Abbildung 45 mit einem schwarzen Dreieck markiert sind, sowie die Parkplätze der Kunststoff Schwanden AG und der Läderach AG werden in Tabelle 5 aufgeführt. Die dazugehörigen Orthofotos können der Abbildung 46 bis Abbildung 51 entnommen werden. Die rot eingezeichnete Fläche auf den Orthofotos zeigt die ausgewählten Parkplatzflächen mit dem berücksichtigten Abstand von 5 m zu Strassen und Gebäude. Auf der Abbildung 49 wird ersichtlich, dass der Parkplatz mit Bäumen bewachsen ist. Wie in Kapitel 2.2.1 beschrieben wird ein allfälliger Baumbestand auf Parkplätzen bei der Ertragsberechnung nicht berücksichtigt.



*Tabelle 5: Eckdaten der vier Parkplätze mit dem höchsten Jahresertrag. Der spezifische Ertrag ist hier nur für das Winterhalbjahr (WH) ausgewiesen.*

Standort	Fläche [m <sup>2</sup> ]	Leistung [MWp]	Ertrag [MWh/a]	Spez. Ertrag WH [kWh/kWp]
Näfels, Krauss Maffei High Performance AG	8'996	1.15	1'046	241
Matt, Brumbach	7'850	1.0	913	262
Näfels, Sportzentrum Lintharena sgu	6'668	0.85	776	246
Camping Güntlenau am Klöntalersee	6'348	0.81	635	114
Schwanden, Kunststoff Schwanden AG	2'666	0.34	304	235
Ennenda, Läderach AG	1'920	0.24	221	242



*Abbildung 46: Parkplatz in Näfels bei der Krauss Maffei High Performance AG.*



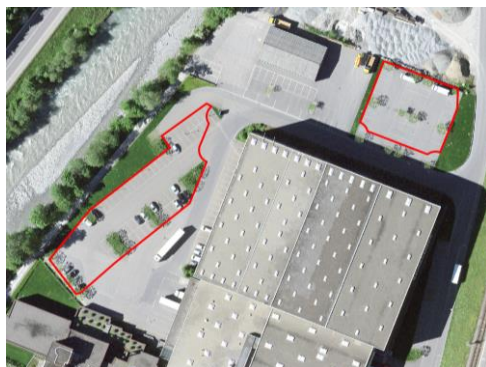
*Abbildung 47: Parkplatz in Brumbach bei Matt.*



*Abbildung 48: Parkplatz vom Sportzentrum Lintharena sgu in Näfels.*



*Abbildung 49: Parkplatz beim Campingplatz Güntlenau am Klöntalersee.*



*Abbildung 50: Parkplatz der Kunststoff Schwanden AG in Schwanden.*



*Abbildung 51: Parkplatz der Läderach AG in Ennenda.*

### 3.2.2 Stehende Gewässer

#### Beispiel

Bei stehenden Gewässern basiert die Ertragsberechnung auf der Annahme, dass die Photovoltaikanlage auf schwimmenden Pontons installiert wird, wie dies beispielsweise bei der Anlage am Lac de Toules in den Walliser Alpen realisiert wurde (Abbildung 52). Diese wurde im Dezember 2019 in Betrieb genommen und verspricht mit einer installierten Leistung von 448 kWp einen Ertrag von jährlich rund 800 MWh (ABB, 2020).



Abbildung 52: Schwimmende Photovoltaikanlage auf dem Lac de Toules in den Walliser Alpen (ABB, 2020).

#### Ertrag

Für die Ertragsberechnung wurde angenommen, dass 30 % der Gewässeroberfläche mit einer Photovoltaikanlage belegt wird. Bei vier Seen wurde jeweils zwei unterschiedliche Anlagen-Auslegungen betrachtet: Der Ertrag wird für eine Ost-West ausgerichtete Anlage mit einem Neigungswinkel von  $15^\circ$  sowie für eine Anlage mit  $30^\circ$  geneigten und gegen Süden ausgerichteten Modulen berechnet. Der jährliche Gesamtertrag der untersuchten Gewässer beträgt bei  $15^\circ$  Ost-West rund 162 GWh, respektive 98 GWh bei der Variante  $30^\circ$  Süd (Abbildung 53). Der Winterstromanteil beträgt im Mittel 21 % ( $15^\circ$  Ost-West) respektive 26 % ( $30^\circ$  Süd). Wird der Klöntalersee, der aufgrund seiner Lage auf der Nordseite des Bergmassivs Glärnisch einen geringen Winterstromanteil aufweist nicht berücksichtigt, steigt der mittlere Winterstromanteil auf 31 % ( $15^\circ$  Ost-West) respektive 37 % ( $30^\circ$  Süd). Die Ost-West ausgerichteten Anlagen weisen somit in Bezug auf den Jahres- wie auch den Winterstromertrag ein höheres Potenzial als die südausgerichteten Anlagen auf. Es ist jedoch zu beachten, dass der spezifische Ertrag, also der Ertrag pro installierte kWp, der südausgerichteten Anlagevariante einen höheren spezifischen Jahres- wie auch Winterstromertrag aufweist.

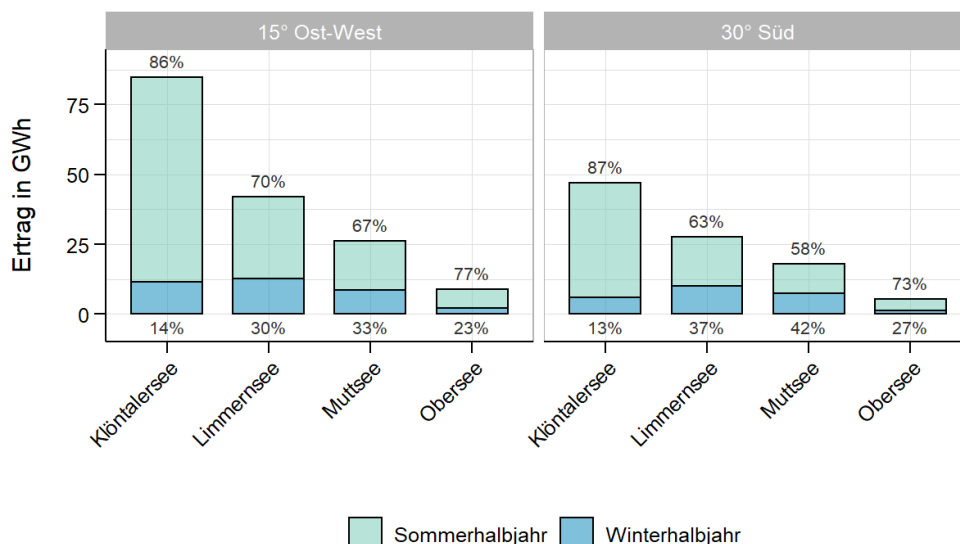


Abbildung 53: Ertrag für schwimmende Photovoltaikanlagen auf den vier untersuchten stehenden Gewässern. Der Ertrag wird für eine 15° Ost-West ausgerichtete Anlage wie auch für südausgerichtete Anlagen mit einer Modulneigung von 30° ausgewiesen. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Der Garichtisee wurde für die Ertragsberechnung ausgeschlossen, da dieser von einem Waldreservat umgeben ist. Von den vier untersuchten Standorten weist der Muttsee den höchsten spezifischen Ertrag, sowohl im Sommer- wie auch im Winterhalbjahr auf (Tabelle 6). Der spezifische Winterstromertrag von bis zu 550 kWh/kWp der 30° geneigten Anlage auf dem Muttsee ist im Vergleich zum Winterstromertrag bei gebäudegebundenen Anlagen deutlich höher. Gemäss Hostettler (2020) beträgt der durchschnittliche Jahresertrag aus den Jahren 2018 und 2019 der bisher installierten Photovoltaikanlagen in der Schweiz rund 970 kWh/kWp. Davon fallen etwa 25 Prozent im Winterhalbjahr an. Der spezifische Winterstromertrag auf dem Muttsee ist im Vergleich zu einer mittleren gebäudegebundenen Anlage mehr als doppelt so hoch. Der Muttsee und der Limmernsee können aufgrund des hohen spezifischen Ertrags, der Klöntalersee aufgrund des absoluten Ertrags im Winterhalbjahr einen wichtigen Beitrag für die Winterstromproduktion leisten.

Tabelle 6: Eckdaten der Anlagen auf den untersuchten stehenden Gewässern. Für den Garichtisee wurde keine Berechnungen vorgenommen, da dieser von einem Waldreservat umgeben ist.

Bezeichnung	Gewässer- oberfläche [ha]	Ausrichtung der Anlage	Anlagen- leistung [MWp]	Spez. Jahres- ertrag [kWh/kWp]	Spez. Ertrag WH [kWh/kWp]
Garichtisee	15.5		-	-	-
Limmernsee	133.5	15° O/W	54	774	231
		30° Süd	29	944	346
Obersee	24.8	15° O/W	10	874	204
		30° Süd	5	977	261
Klöntalersee	313.8	15° O/W	128	664	91
		30° Süd	69	682	88
Muttsee	61.8	15° O/W	25	1034	339
		30° Süd	14	1318	550



### 3.2.3 Staumauern

Bei den untersuchten Staumauern weist nur die Aussenseite der Staumauer am Muttsee eine südliche Ausrichtung auf. Die Staumauer am Limmernsee, wie auch die Staumauer am Garichtisee sind nordwärts gerichtet und eignen sich daher nicht für die Installation einer steil angestellten Photovoltaikanlage.

#### Muttsee

Die Anlage an der Staumauer von Muttsee auf einer Höhe von rund 2500 m ü. M. ist bereits geplant und wird als Gemeinschaftsprojekt der Axpo, IWB und Denner unter dem Namen «AlpinSolar» umgesetzt (Abbildung 54). Die Bauarbeiten sind für den Sommer 2021 geplant. Die Anlage weist gemäss den Initianten eine Gesamtleistung von 2.2 MW auf. Der Jahresertrag wird auf 3.3 GWh geschätzt. Dies entspricht einen spezifischen Ertrag von 1'500 kWh/kWp. Zum Winterstromanteil sind keine genauen Informationen bekannt. Gemäss den Initianten wird fast die Hälfte der Produktion im Winterhalbjahr anfallen (Alpinsolar, 2021).



Abbildung 54: Visualisierung der geplanten Photovoltaikanlage an der Staumauer vom Muttsee mit einer Anlagenleistung von 2.2 MW und einem erwarteten jährlichen Ertrag von 3.3 MWh (Alpinsolar, 2021).

### 3.2.4 Lawinenverbauungen

Der Ertrag auf den vier von der Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus ausgewählten Lawinenverbauungen wurde für zwei unterschiedliche Anlagenvarianten berechnet. Bei der ersten Variante wird davon ausgegangen, dass entlang der Oberkante der Lawinenverbauung eine Modulreihe im Porträtmodus installiert werden kann. Bei der zweiten Variante basiert die Ertragsberechnung auf der Annahme, dass die Module an einer Seilkonstruktion über der Lawinenverbauung installiert werden, wie dies beim alpinen Solarkraftwerk am Chüenihorn in St. Antönien vorgesehen war.

Die untersuchten Standorte befinden sich alle in der Gemeinde Glarus Süd (Abbildung 55). Die Lawinenverbauungen am Standort Guppen (1), Rietstöckli (3) und Meissenegg (4) sind vorwiegend östlich ausgerichtet, während die Lawinenverbauungen am Sonnenhorn (2) südwestlich ausgerichtet sind.

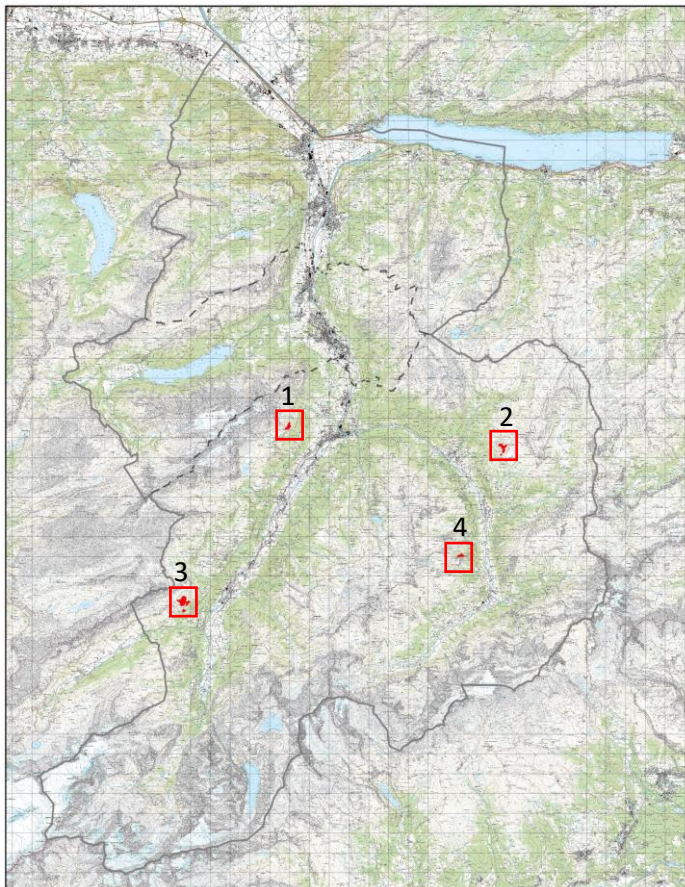


Abbildung 55: Standorte der vier untersuchten Lawinenverbauungen Guppen (1), Sonnenhorn (2), Rietstöckli (3) und Meissenegg (4).

*Variante 1 –  
Installation an  
Lawinenver-  
bauungen*

Als Vorbild diente bei der ersten Variante die Anlage in Bellwald im Kanton Wallis (Abbildung 56). Diese Anlage befindet sich zwischen 2180 und 2380 m ü. M. und weist eine Gesamtleistung von rund 22 kW auf. Der spezifische Ertrag bewegt sich gemäss Angabe der Energieregion Goms im Bereich zwischen 1019 und 1392 kWh/kWp (Energieregion Goms, 2014).



Abbildung 56: Photovoltaikanlage an der Lawinenverbauung auf 2380 m ü. M. in Bellwald, Kt. Wallis (Schmidhalter, 2013).

Eine allfällige Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit der Lawinenverbauung durch die angebaute Photovoltaik wurde nicht berücksichtigt. Die gewählte Belegung mit

einer Modulreihe entlang der Oberkante richtet sich aber nach EKLS (2012), den technischen Vorgaben zur Montage von Solarmodulen auf Lawinenverbauungen (Abbildung 57).

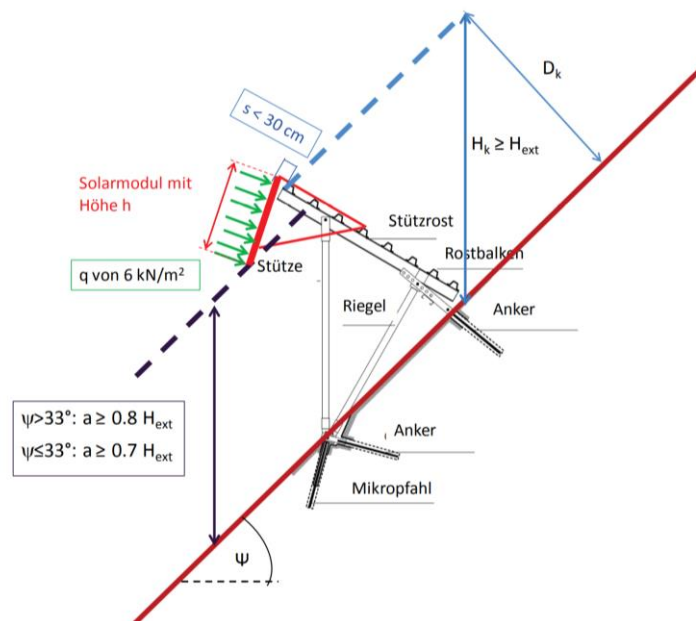


Abbildung 57: Technische Vorgaben zur Montage von PV-Modulen auf Lawinenverbauungen gemäss der Expertenkommission Lawinen und Steinschlag (EKLS, 2012).

Für die Lawinenverbauung wurde eine Modulneigung von 70° sowie der Einsatz von bifazialen Modulen berücksichtigt. Dies verspricht gemäss den Untersuchungen an der alpinen Versuchsanlage der ZHAW auf 2500 m ü.M. in Davos den höchsten Jahres- wie auch Winterstromertrag und zeigt keinen Ertragsverlust durch Schneebedeckung (Anderegg et al., 2019a, 2019b, 2020). Der Gesamtertrag wird in Abhängigkeit von einer minimalen Segmentlänge von 6, 12 und 18 m ausgewiesen. Als Segment wird hier ein zusammenhängendes Element der Lawinenverbauung verstanden. Kürzere Segmentlängen werden bei der Ertragsberechnung nicht berücksichtigt. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Grundaufwand für die Montagevorrichtung sowie für den elektrischen Anschluss für kürzere Segmentlänge unabhängig der Modulanzahl in einem ähnlichen Bereich liegt und damit der Aufwand bei kurzen Segmenten überproportional steigt. Somit werden für die Ertragsberechnung Segmente bis zu einer Länge von 5 Meter nicht mit PV-Modulen belegt und in der Ertragsberechnung nicht berücksichtigt. Um den Grundaufwand pro installierte PV-Leistung zu senken, wird zusätzlich der Ertrag unter Berücksichtigung einer minimalen Segmentlänge von 12 und 18 Meter ausgewiesen. Somit werden Segmente, die kürzer als 12 respektive 18 Meter sind, nicht mit PV-Modulen belegt.

Der Gesamtertrag der vier untersuchten Standorte beträgt bei der ersten Variante maximal rund 2.6 GWh pro Jahr und der Winterstromanteil liegt bei 45 %. Bei einer minimalen Segmentlänge von 12 und 18 m reduziert sich der jährliche Gesamtertrag auf 2.2 respektive 1.7 GWh. Der Winterstromanteil bleibt unverändert. Die Lawinverbauung beim Rietstöckli weist mit 60 % vom Gesamtertrag das höchste absolute Potential wie auch den höchsten Winterstromanteil auf (Abbildung 58).



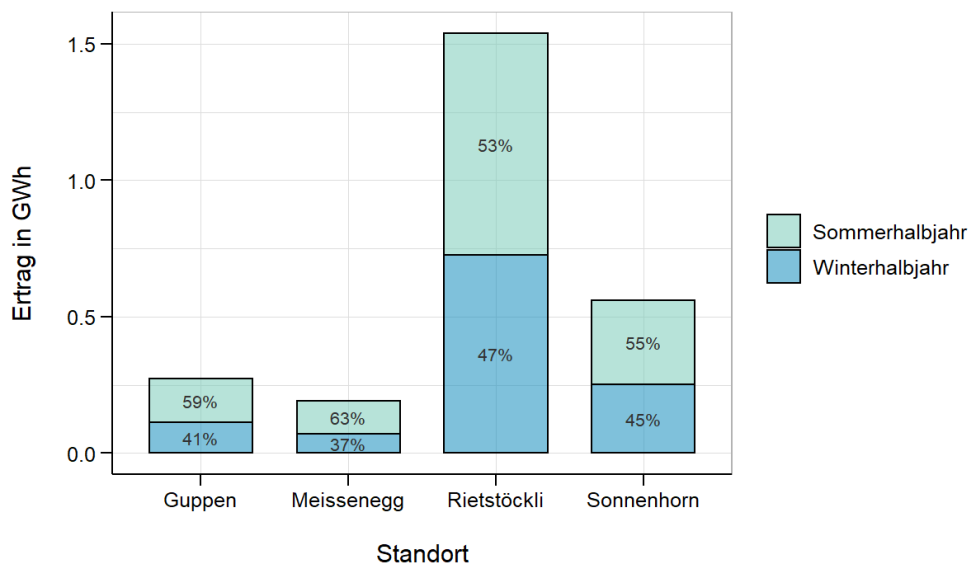


Abbildung 58: Jahresertrag bei den vier untersuchten Lawinenverbauungen für die erste Variante (Installation direkt an der Lawinenverbauung) unter Berücksichtigung einer minimalen Segmentlänge von 6 m. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

## Einfluss der minimalen Segmentlänge

Die minimale Segmentlänge wirkt sich bei den vier Standorten unterschiedlich auf den PV-Ertrag aus. Würden am Standort Guppen alle Segmente mit einer Mindestlänge von 6 Meter mit PV-Modulen belegt, ergibt sich ein Jahresertrag von 273 MWh. Würden nur Segmente mit einer Länge von mindestens 12 Meter mit PV-Modulen bestückt, reduziert sich am Standort Guppen der Ertrag um rund 40%. Demnach sind am Standort Guppen im Vergleich zum Standort Sonnenhorn kürzere Segmente verbaut, an dem durch die Verdopplung der minimalen Segmentlänge auf 12 Meter der Ertrag um 2 Prozent reduziert wird (Abbildung 59). Es ist anzunehmen, dass die Belegung von kürzen Segmenten einen Einfluss auf den Installationsaufwand und damit die Kosten hat.

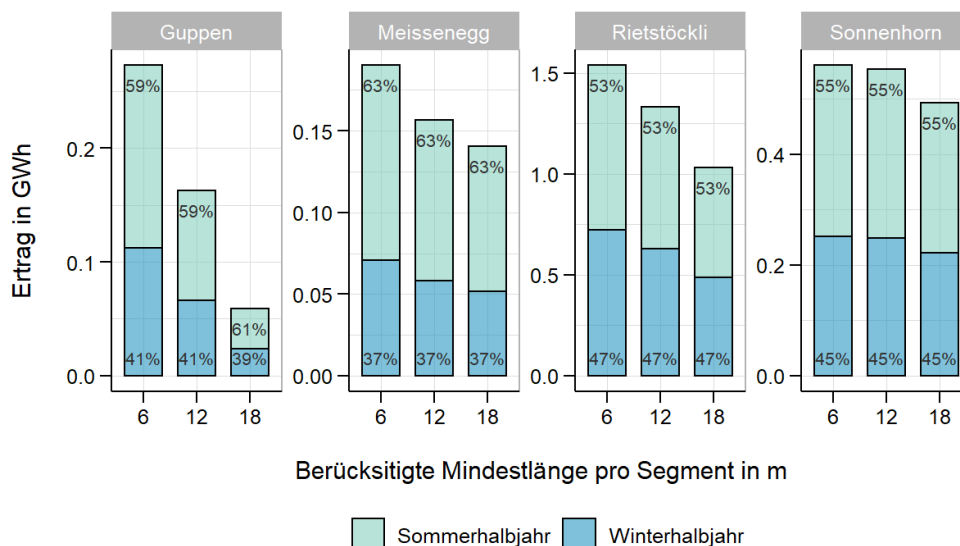


Abbildung 59: Ertrag bei den vier untersuchten Lawinenverbauungen für die erste Variante (Installation an Lawinenverbauung) in Abhängigkeit der minimalen Segmentlänge. Die Skalierung der Y-Achse ist für die vier Standorte unterschiedlich. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

**Resultate bei  
Mindestlänge  
von 6 m**

Die wichtigsten Eckdaten der direkt an der Lawinenverbauung installierten Anlagen sind in der Tabelle 7 aufgeführt. Der hohe Ertrag am Standort Rietstöckli lässt sich vorwiegend durch die Länge der Lawinenverbauung erklären. Auffällig ist auch der geringe spezifische Ertrag im Winterhalbjahr am Standort Meissenegg, der sich durch die vorwiegende Ausrichtung Richtung Ost bis Nord-Ost erklärt.

*Tabelle 7: Eckdaten der untersuchten Lawinenverbauungen für die erste Variante (Installation direkt an der Lawinenverbauung). Die aufgeführte Länge der Lawinenverbauung stellt die Gesamtlänge ohne Berücksichtigung einer Mindestlänge dar. Die Anlagenleistung wie auch der spezifische Ertrag im Winterhalbjahr (WH) gilt für eine berücksichtigte Mindestlänge der Segmente von 6 m.*

Standort	Länge der Verbauung [m]	Anzahl Segmente	Höhe [m ü.M.]	Anlagenleistung [MWp]	Spez. Jahresertrag [kWh/kWp]	Spez. Ertrag WH [kWh/kWp]
Rietstöckli	5095	306	1500 - 1800	1.33	1156	544
Guppen	1005	110	1500 - 1650	0.25	1079	444
Meissenegg	807	47	1650 - 1850	0.19	992	370
Sonnenhorn	1892	69	1900 - 2150	0.47	1184	532

**Variante 2 –  
Installation an  
Seil-  
konstruktion**

Alternativ wurde bei der zweiten Variante der Ertrag berechnet, wenn die Module an einer Seilkonstruktion über der gesamten Fläche der Lawinenverbauung installiert werden, wie dies beim alpinen Solarkraftwerk in St. Antönien geplant war (Abbildung 60 und Abbildung 61). Am Chüenihorn in St. Antönien war auf einer Fläche von rund 5.7 Hektaren eine Anlagenleistung von knapp 1.8 MW vorgesehen (Deuber, 2019).

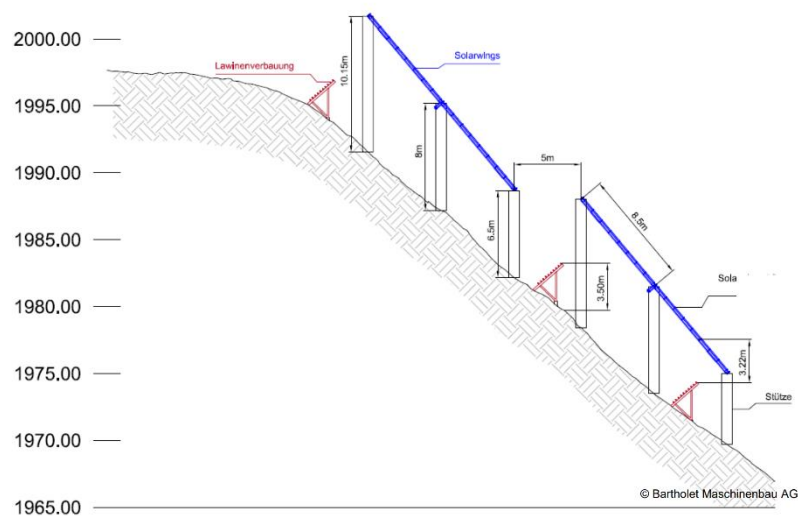


Abbildung 60: Geländeprofil und Seitenansicht der Module (blau), die an einer Seilkonstruktion über den Lawinenverbauungen (rot) installiert sind (Deuber, 2019).

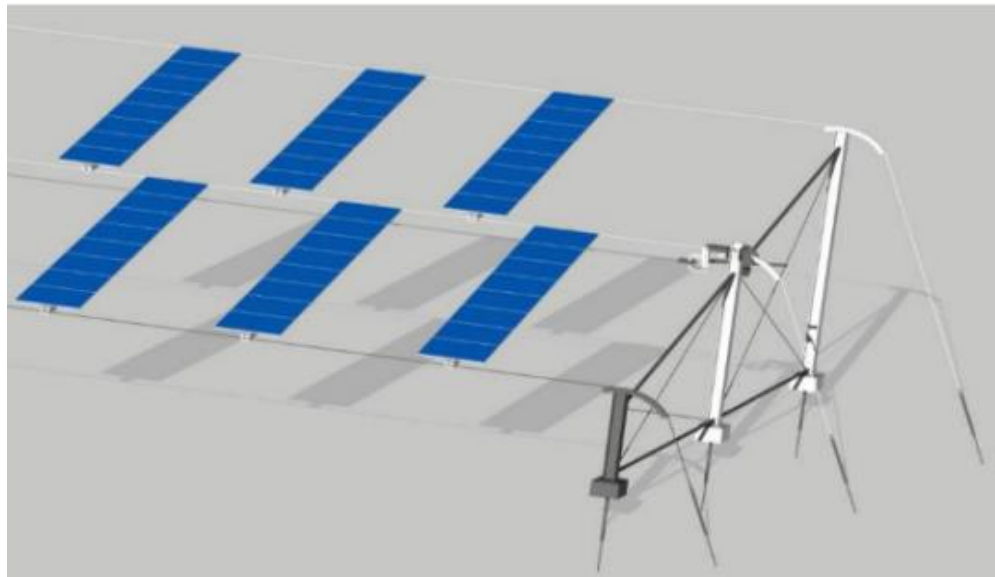


Abbildung 61: Visualisierung der an einer Seilkonstruktion installierten Module für das alpine Solar-kraftwerk in St. Antönien (Deuber, 2019).

Für die Lawinenverbauungen im Kanton Glarus wurde mit derselben spezifischen Anlagenleistung von  $31 \text{ W/m}^2$  gerechnet, was einem Flächennutzungsgrad von ca. 17 % entspricht. Damit ergibt sich für die vier untersuchten Standorte einen Gesamtertrag von 8.6 GWh pro Jahr. Der Ertrag liegt damit aufgrund der besseren Flächenausnutzung um den Faktor 3.3 höher als bei der ersten Variante. Der Winterstromanteil beträgt 47 % und ist mit der ersten Variante vergleichbar. Wie bereits bei der ersten Variante ergibt sich das grösste Potential am Standort Rietstöckli (Abbildung 62).

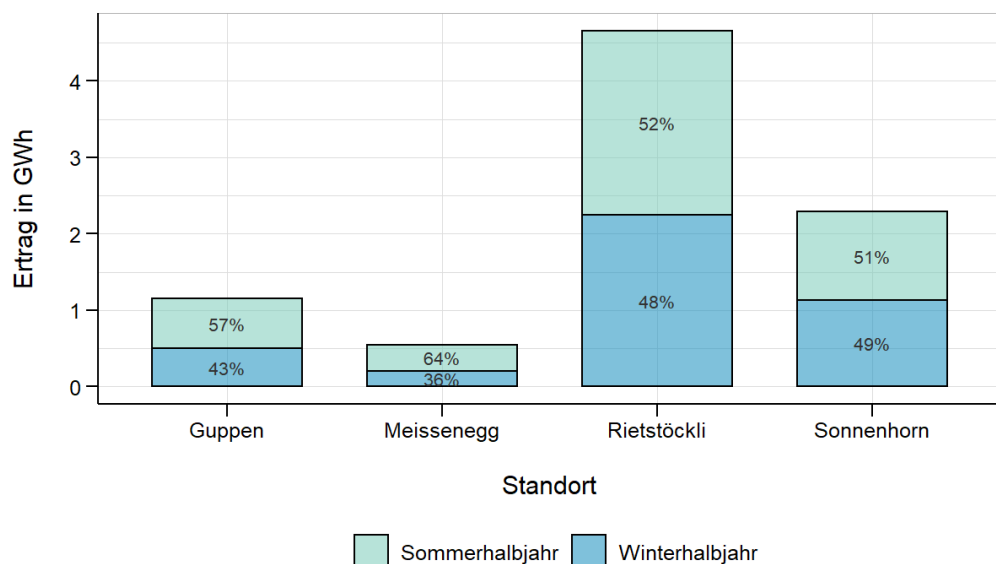


Abbildung 62: Jahresertrag bei den vier untersuchten Lawinenverbauungen für die zweite Variante (Installation an einer Seilkonstruktion). Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Die wichtigsten Eckdaten der an einer Seilkonstruktion über der Lawinenverbauung installierten Anlagen sind in der Tabelle 8 aufgeführt. Der hohe Ertrag am Standort Rietstöckli resultiert aus der räumlichen Ausdehnung der Lawinenverbauung. Den höchsten spezifischen Ertrag im Winterhalbjahr weist bei der zweiten Variante der Standort Sonnenhorn auf.

Tabelle 8: Eckdaten der untersuchten Lawinenverbauungen für die zweite Variante (Installation an einer Seilkonstruktion über der Lawinenverbauung). WH steht für Winterhalbjahr.

Standort	Fläche Lawinenverbauung [m <sup>2</sup> ]	Höhe [m ü.M.]	Anlagenleistung [MWp]	Spez. Jahresertrag [kWh/kWp]	Spez. Ertrag WH [kWh/kWp]
Rietstöckli	120'000	1500 - 1800	3.74	1'245	602
Guppen	32'109	1500 - 1650	1	1'151	496
Meissenegg	18'134	1650 - 1850	0.56	972	353
Sonnenhorn	54'656	1900 - 2150	1.7	1'343	661

*Distanz zum Netzeinspeisepunkt*

Die Luftliniendistanz zur Netzebene 5 beträgt zwischen 1.2 km für den Standort Meissenegg und 2.3 km für den Standort Sonnenhorn. Die Lawinenverbauung am Standort Guppen und Rietstöckli sind beide je 1.4 km vom Netz entfernt.

Das Potenzial an Lawinenverbauungen zeigt, dass diese trotz der nicht optimalen Ausrichtung einen grossen Beitrag an der Winterstromproduktion leisten können. Durch die Installation der Module einer Seilkonstruktion über der Lawinenverbauung kann der Ertrag gegenüber der ersten Variante um mehr als den Faktor drei gesteigert werden. Zudem ergibt sich daraus der Vorteil, dass eine Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit der Lawinenverbauung ausgeschlossen werden kann. Gerade der Standort Rietstöckli mit einer Anlagenleistung von 3.74 MWp und einem spezifischen Winterstromertrag von 602 kWh/kWp ist besonders interessant. Die Distanz von 1.4 km zum Einspeisepunkt stellt aber wegen den Kosten eine Herausforderung dar.

### 3.2.5 Bergbahnmasten

Bei den Bergbahnen wurde der Ertrag für Photovoltaikanlagen an Bergbahnmasten berechnet. Um möglichst grosse Anlageflächen zu berücksichtigen, wurden nur Luftseilbahnen, Gondelbahnen und Sessellifte berücksichtigt. Schlepplifte wurden aufgrund der kleineren Masten nicht berücksichtigt.

*Ertrag*

Bei einer zweiseitigen Belegung der Bergbahnmasten ergibt sich ein Gesamtpotenzial der untersuchten Bergbahnen von jährlich 233 MWh. Der durchschnittliche Winterstromanteil entspricht 48 %. Rund zwei Drittel davon stammen aus dem Berggebiet Braunwald (Abbildung 63).

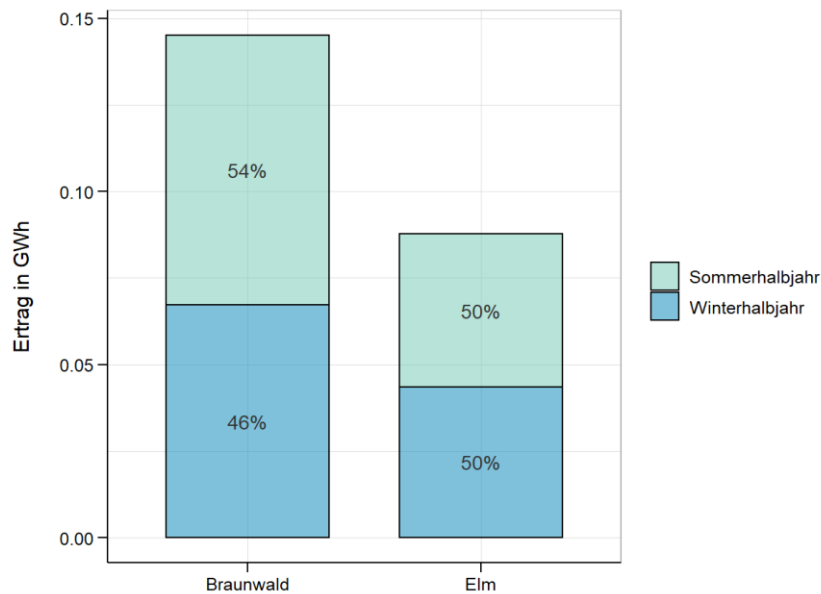


Abbildung 63: PV-Ertrag an Masten der untersuchten Bergbahnen. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Die Eckdaten der untersuchten Bergbahnen sind in Tabelle 9 aufgeführt. Die Hütten-Grotzenbüel-Bahn sowie die Gummen-Bahn weisen sowohl die höchste PV-Anlagenleistung als auch den höchsten Jahres- und Winterstromertrag auf. Die Bächital-Seblengratbahn hingegen weist aufgrund der Lage am Nordhang einen geringen Jahres- und Winterstromertrag auf.

Im Vergleich zu den übrigen Infrastrukturpotenzialen liegt das gesamte PV-Potenzial der Bergbahnmasten auf einem tiefen Niveau. Mit einem spezifischen Ertrag im Winterhalbjahr im Bereich von 350 und 470 kWh/kWp schneiden sie im Vergleich zu gebäudegebunden Anlagen mit knapp 250 kWh/kWp aber dennoch deutlich besser ab.

Tabelle 9: Eckdaten der untersuchten Bergbahnen im Berggebiet Elm und Braunwald.

Bergebiet	Bahn	Art	Länge [m]	Anzahl Masten	Anlagenleistung [kWp]	Spez. Jahresertrag [kWh/kWp]	Spez. Ertrag WH [kWh/kWp]
Elm	Pleusbahn	Sesselbahn	1'469	10	34	889	458
	Elm Obermoos-Unter Ämpächli	Gondelbahn	1'033	6	20	811	355
	Schabellbahn	Sesselbahn	1'511	13	44	925	470
Braunwald	Hüttenberg-Grotzenbüel	Gondelbahn	1'125	10	51	868	421
	Gummenbahn	Gondelbahn	1'947	17	58	825	420
	Bächital-Seblengrat	Sesselbahn	1'133	13	31	548	125
	Niederschlacht-Hüttenberg	Luftseilbahn	3'20	3	15	871	399
	Grotzenbüel-Seblengrat	Sesselbahn	1'122	11	26	870	438

### 3.2.6 Lärmschutzwände entlang der Autobahn

Für den Ertrag an Lärmschutzwänden entlang der Autobahn A3 wurde einerseits die bestehende Lärmschutzwand bei Niederurnen wie auch eine potenzielle Lärmschutzwand im Anschluss an das Ostende der bestehenden bis zum Portal des Kerenzertunnels untersucht.

#### *Beispiel*

Es wurde nur die strassenabgewandte und südwärts gerichtete Lärmschutzwand untersucht, wie dies beispielsweise entlang von einem Autobahnabschnitt der A2 bei Giebenach BL realisiert wurde (Abbildung 64).



Abbildung 64: Photovoltaikanlage an der strassenabgewandten Seite der Lärmschutzwand entlang einem Autobahnabschnitt der A2 bei Giebenach BL (Nordmann et al., 2012).

#### *Ertrag*

Der Ertrag wurde für 30° geneigte und auch für 70° geneigte Module berechnet. Bei einer angenommenen nutzbaren Höhe der Lärmschutzwand von zwei Metern vergrößert sich die für Photovoltaik nutzbare Fläche bei einer Modulneigung von 30° um 85 Prozent gegenüber einer Modulneigung von 70°. Dies unter der Annahme, dass die Modulanordnung wie bei der Anlage in Giebenach BL (Abbildung 64) erfolgt. Eine allfällige Nahverschattung durch die Gebäude entlang der Autobahn in Niederurnen wurde nicht berücksichtigt.

Der maximale Ertrag für die bestehende Lärmschutzwand bei Niederurnen beträgt 493 MWh pro Jahr für die 30° geneigte Anlage. Der mit 224 MWh pro Jahr deutlich geringere Ertrag der 70° geneigten Anlage kommt insbesondere durch eine kleinere Fläche aufgrund des steilen Modulneigungsgrads zustande. Für die potenzielle Lärmschutzwand zwischen Niederurnen und dem Kerenzertunnel liegt der Ertrag bei rund 3 GWh für die 30° geneigte Anlage respektive 1.4 GWh für die 70° geneigte Anlage. Der Winterstromanteil bewegt sich für alle Varianten im Bereich von 31 - 41 % (Abbildung 65).

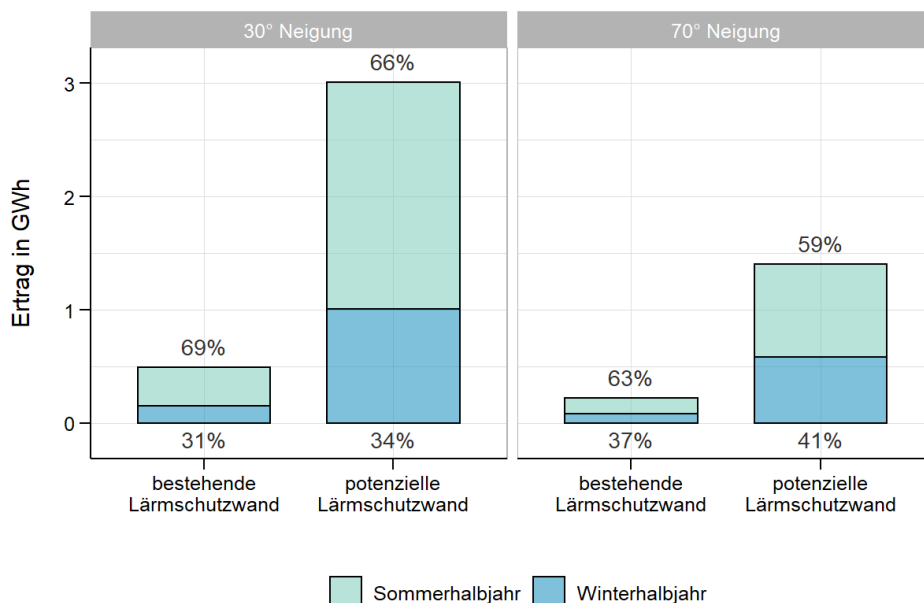


Abbildung 65: PV-Ertrag entlang der von der Strasse abgewandten Seite der bestehenden und potentiellen Lärmschutzwand an der Autobahn zwischen Niederurnen und dem Kerenzertunnel für eine 30° und 70° geneigte Variante. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr.

Der höchste spezifische Ertrag im Winterhalbjahr (WH) ergibt sich auf dem Abschnitt zwischen der bestehenden Lärmschutzwand und dem Kerenzerberg (Tabelle 10). Entlang der bestehenden Lärmschutzwand hat die Modulneigung keinen Einfluss auf den spezifischen Winterstromertrag. Sofern es die Platzverhältnisse zulassen, ist die 30 Grad geneigte Variante sowohl bei der bestehenden als auch bei der potenziellen Lärmschutzwand zu favorisieren. Diese zeigen aufgrund der grösseren Anlagenflächen einen deutlich höheren Jahres- und Winterstromertrag als die 70° geneigte Variante.

Tabelle 10: Eckdaten der Photovoltaikanlagen an der von der Strasse abgewandten Seite der bestehenden und potentiellen Lärmschutzwand an der Autobahn A3 zwischen Niederurnen und dem Kerenzerberg für eine 30° und 70° geneigte Variante.

Bezeichnung	Länge [m]	Mittlere Ausrichtung	Nutzbare Fläche [m²]	Anlagen-grösse [kWp]	Spez. Jahres-ertrag [kWh/kWp]	Spez. Ertrag WH [kWh/kWp]
Bestehende Lärmschutzwand 70°	698	35° (Süd-west)	1'487	253	886	328
Bestehende Lärmschutzwand 30°		35° (Süd-west)	2'792	475	1038	326
Potenzielle Lärmschutzwand 70°	4'000	0° (Süd)	8'520	1'448	967	401
Potenzielle Lärmschutzwand 30°		0° (Süd)	16'000	2'720	1107	371



### 3.3 Gesamtpotenzial für PV-Strom im Kanton Glarus

Das Gesamtpotenzial für Gebäude und Infrastrukturflächen im Kanton Glarus beträgt gemäss Tabelle 11 insgesamt 498 GWh, wovon 146 GWh auf das Winterhalbjahr fallen.

Gemäss Tabelle 11 und Abbildung 66 befindet sich die Mehrheit des Potenzials bei den Gebäuden, wobei die Dächer mit jährlich 229 GWh und 68 GWh im Winterhalbjahr die grösste Rolle spielen. Fassaden zeigen einen wesentlich höheren Winterstromanteil von 42 % gegenüber 30 % bei den Dächern, haben aber insgesamt ein geringeres Winterstrompotenzial als Dächer.

Das Potenzial von PV-Anlagen auf Infrastrukturen wird von den stehenden Gewässern dominiert, welche mit jährlich 162 GWh und einem Winterertrag von 35 GWh die höchsten Beiträge liefern können. Der Winterstromanteil der PV-Anlagen auf Infrastrukturen schwankt zwischen 22 und 48 % sehr stark und ist von den lokalen Gegebenheiten (v.a. Horizont) und dem Neigungswinkel abhängig. Die höchsten Winterstromanteile werden bei Lawinenverbauungen, Staumauern und Bergbahnen erreicht. Letztere tragen mit 0.2 GWh nicht wesentlich zum Gesamtpotenzial bei.

*Tabelle 11: Gesamtpotenzial für PV-Strom im Kanton Glarus unterteilt in Gebäude und Infrastruktur. Sämtliche Zahlen wurden auf eine Nachkommastelle gerundet. Bei mehreren Varianten ist jeweils diejenige mit dem grössten Ertrag abgebildet.*

Typ	Jahresertrag [GWh]	Ertrag [GWh]	Winter	Winterstrom-an- teil
<b>Gebäude...</b>	<b>308.3</b>	<b>101.4</b>		<b>32.9 %</b>
... Dächer	229.2	68.4		29.9 %
... Fassaden	79.1	33.0		41.7 %
<b>Infrastruktur...</b>	<b>183.6</b>	<b>41.8</b>		<b>22.8 %</b>
...Stehende Gewässer	162.0	34.9		21.5 %
...Parkplätze	12.5	3.1		25.0 %
...Lawinenverbauungen	8.6	4.1		47.1 %
...Staumauern	3.3	1.5		45.0 %
...Lärmschutzwände	3.0	1.0		33.5 %
...Bergbahnen	0.2	0.1		47.6 %
<b>Gesamt</b>	<b>497.9</b>	<b>146.1</b>		<b>29.3 %</b>



## Winter Photovoltaik-Potenzial im Kanton Glarus

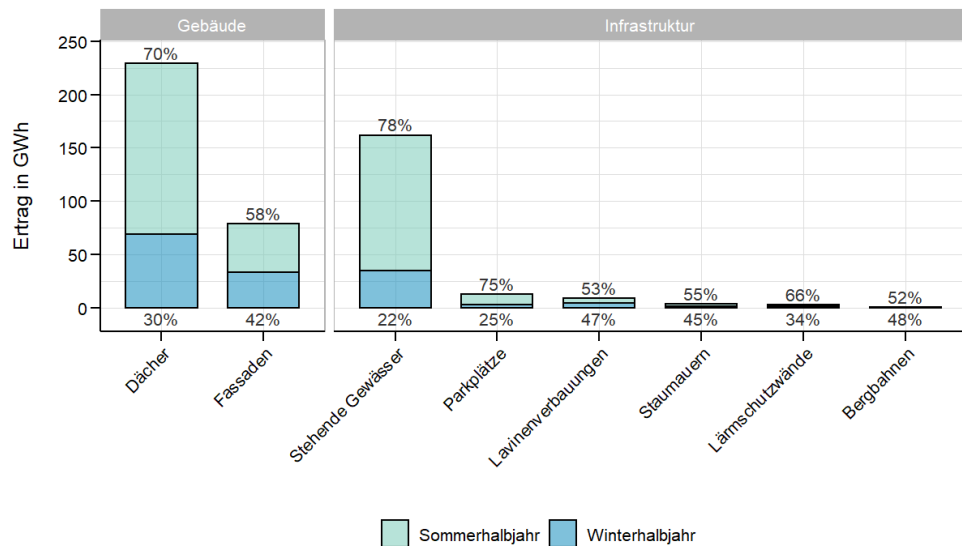


Abbildung 66: Maximales Gesamtpotenzial für den Kanton Glarus, unterteilt in Gebäude und Infrastruktur. Die Prozentzahlen zeigen den Anteil des Potenzials im Sommer- und Winterhalbjahr. Bei mehreren Varianten ist jeweils diejenige mit dem grössten Ertrag abgebildet.

Räumliche  
Verteilung des  
Gesamt-  
potenzials

Die räumliche Verteilung des Gesamtpotenzials ist in Abbildung 67 gezeigt. Die Potenziale konzentrieren sich auf die grösseren Orte, wobei einzelne Infrastrukturen, wie die stehenden Gewässer Klöntalersee, Muttsee und Limmernsee, abseits der Haupttäler ein grosses Potenzial aufweisen. Die räumliche Verteilung des Gesamtpotenzials für das Winterhalbjahr ist im Anhang 7.7 aufgeführt.

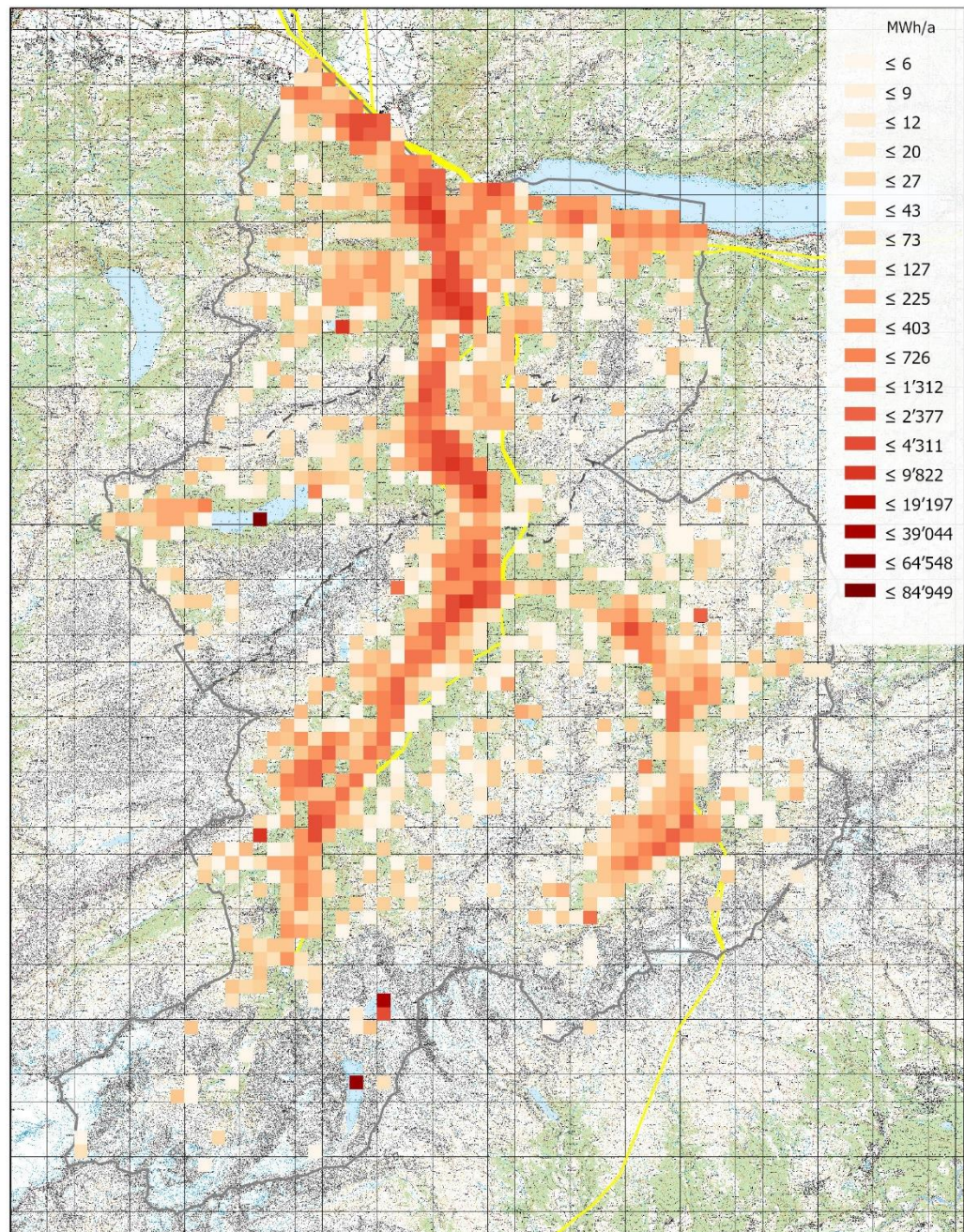


Abbildung 67: Räumliche Verteilung des gesamten PV-Potenzials aus Gebäude- und Infrastrukturflächen. Die farbigen Pixel entsprechen 0.25 km<sup>2</sup>. Die Potentiale für die stehenden Gewässer und die Bergbahnen sind jeweils als Punkt im Mittelpunkt der Fläche abgebildet. Gelb eingezeichnet sind die im Geodatenatz swissTLM3D von Swisstopo vorhandenen Hochspannungsleitungen.

### 3.4 Gegenüberstellung Strombedarf – PV-Gebäudepotenzial

Der Stromverbrauch betrug im Jahr 2020 gemäss des Abteilung Umweltschutz und Energie des Kantons Glarus 357 GWh. Auf Anfrage vom Departement Bau und Umwelt im Kanton Glarus stellten die technischen Betriebe Glarus Nord und Glarus Süd ausserdem den monatlichen Energiebedarf zur Verfügung. Diese monatliche Verteilung konnte von den technischen Betrieben Glarus nicht geliefert werden. Deshalb wird die monatliche Verteilung des Strombedarfs der technischen Betriebe Glarus Süd und Glarus Nord auf den gesamten Strombedarf im Kanton Glarus skaliert.

Der damit berechnete monatliche Strombedarf des Kantons für das Jahr 2020 ist in Abbildung 68 mit roten Säulen visualisiert. Eine allfällige Zunahme des Strombedarfs von 11 % (Bundesamt für Energie, 2020a) bis 50 % (Rohrer, 2020) wegen Elektromobilität, Wärmepumpen oder einer Bevölkerungszunahme bis zum Jahr 2050 wurde nicht eingerechnet. Gegenüber dem Strombedarf wird zusätzlich die Stromproduktion beim aktuellen Ausbau des PV-Gebäudepotenzials von 2.9 %, sowie bei 50 % Ausschöpfung des Potenzials aufgezeigt (vgl. Kapitel 3.1.5). Es ist deutlich zu erkennen, dass beim bisher realisierten Potenzial (orange Balken) und auch bei einer Umsetzung von 50 % des Potenzials (gelbe Balken) noch lange nicht von sommerlichen Überschüssen gesprochen werden kann. Diese Betrachtung berücksichtigt die Stromproduktion durch die Wasserkraft nicht. Ländliche Regionen wie der Kanton Glarus sollten aber unbedingt auch Strom für urbane Gebiete zur Verfügung stellen, wo das PV-Potenzial aufgrund der stärker begrenzten Flächen im Verhältnis zum hohen Verbrauch geringer ist.

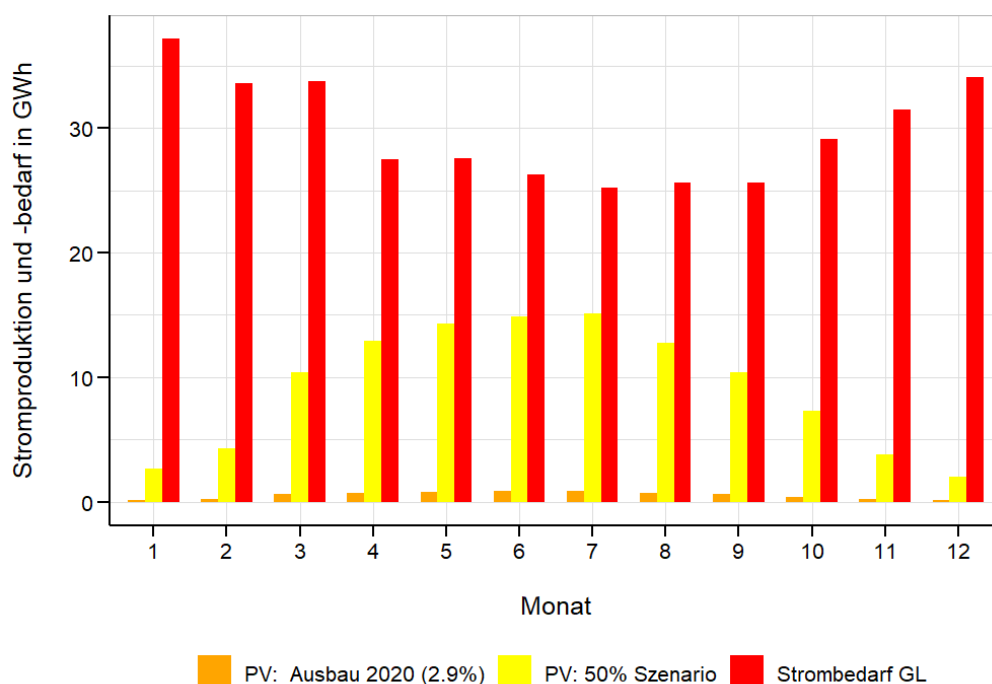


Abbildung 68: Strombedarf im Jahr 2020 und Stromproduktion bei PV-Ausbaustand 2020 sowie bei einem Szenario mit 50 % Nutzung des PV-Gebäudepotenzials.



## 4. Diskussion

In diesem Kapitel wird die Verlässlichkeit der Ergebnisse thematisiert und Vergleiche zu anderen Studien angestellt. Es soll aufgezeigt werden, wie belastbar die Ergebnisse sind, und welche Unsicherheiten bei der Potenzialschätzung bestehen.

### 4.1 PV-Potenzial auf Gebäuden

Im Bereich der Gebäudepotenziale muss der maximale Belegungsgrad diskutiert werden, welcher aufgrund der Stichprobengrösse und -auswahl mit Unsicherheiten behaftet ist. Der Belegungsgrad gibt das Verhältnis zwischen PV-Modul- und Bruttofläche eines Dachs oder einer Fassade an.

Ausserdem führten Verzerrungen von Bildern zu zusätzlichen Unsicherheiten beim Belegungsgrad von Dächern und Fassaden.

Die Berechnungsgrundlagen in den Bereichen Belegungsgrad, Modulwirkungsgrad und Schneebedeckung werden deshalb nachfolgend mit anderen Studien verglichen.

#### 4.1.1 Belegungsgrad

Das Gesamtpotenzial im Gebäudebereich ist proportional zum Belegungsgrad der Dächer und Fassaden.

*Stichproben-  
grösse und  
Vergleich mit  
anderen  
Studien*

Der Belegungsgrad wurde im Rahmen dieser Studie anhand einer Stichprobengrösse von 26 Dach- und Fassadenfläche ermittelt. In einer anderen ZHAW-Studie zum Schweizer Solarpotenzial auf Dächern von Moro et al. (2021) wird empfohlen eine Stichprobengrösse von 120 Dächern für die Bestimmung des Belegungsgrades zu verwenden. Diese Grösse konnte im Rahmen dieser Studie aus Zeitgründen nicht gewährleistet werden. Der hier ermittelte Belegungsgrad von 0.59 für Dächer liegt zwischen den Ergebnissen von anderen Studien, welche mit Belegungsgraden zwischen 0.5 bis 0.7 rechnen (Assouline et al., 2018; Moro et al., 2021; Portmann et al., 2019; Walch et al., 2020).

Beim Belegungsgrad der Fassaden beeinflusst die Stichprobengrösse von 26 Fassaden ebenfalls die Belastbarkeit. Hier ist der ermittelte Belegungsgrad mit 0.5 beinahe identisch mit dem vom BFE eingesetzten Werten (Portmann et al., 2019), wo der Belegungsgrad abhängig vom Gebäudetyp (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, weitere) festgelegt wird. Werden diese gebäudespezifischen Belegungsgrade für den Kanton Glarus angewendet ergibt sich ein Wert von 0.52. Eine Studie von Saretta et al. (2019) ermittelte ebenfalls einen vergleichbaren Fassaden-Belegungsgrad von 0.54.

*Flach- und  
Schrägdächer*

In Moro et al. (2021) wird zwischen Belegungsgraden von Flach- und Schrägdächern unterschieden, da dieser bei Flachdächern üblicherweise tiefer ist. Auf eine solche Unterteilung wurde in diesem Fall verzichtet, um die ohnehin schon kleine Stichprobe nicht weiter zu unterteilen. Werden die separat ausgewiesenen Belegungsfaktoren für Flach- und Schrägdächer aus Moro et al. (2021) jedoch auf die Dachflächen im Kanton Glarus angewendet, ergibt sich ein Belegungsgrad von 0.51, da wesentlich mehr Schräg- als Flachdächer vorhanden sind.

<i>Verzerrungen Dächer</i>	Die Auswirkungen der Verzerrung von Dachflächen bei der Verwendung von Satellitenbildern wurden mithilfe eines Vergleichs von Dachflächen und Seitenlängen weitestgehend minimiert. Dazu wurden Vergleiche zwischen dem Belegungstool Base und den Satellitenbildern von <a href="http://map.geo.admin.ch">map.geo.admin.ch</a> angestellt. So konnte sichergestellt werden, dass die für die Belegung verwendete Fläche um maximal 5 % von der Fläche in <a href="http://sonnendach.ch">sonnendach.ch</a> abweichen. Bei den meisten Flächen handelte es sich gar um eine Abweichung von weniger als 2 %.
<i>Verzerrungen Fassaden</i>	Verzerrungen stellten bei Fassaden ein grösseres Problem dar als bei Dächern, da die Fotos nicht in jedem Fall genau mittig vor der Fassade in einem 90° Winkel aufgenommen werden konnten. Aus diesem Grund war die Verzerrung der Bilder teilweise besonders stark ausgeprägt. Statt die mit Modulen belegbare Fläche zu ermitteln und diese durch die Gesamtfläche im Datensatz von <a href="http://sonnenfassade.ch">sonnenfassade.ch</a> zu teilen, wurde deshalb der mit Modulen belegbare Anteil der Fläche ermittelt. Dazu wurden sowohl die mit Modulen belegbare Fläche als auch die gesamte Fassadenfläche mit dem Tool Datinf Measure ausgemessen. Das Verhältnis aus der dort gemessenen Fassaden- und Modulfläche bildet den Belegungsgrad der Fassaden. Dieses Vorgehen ist weiterhin mit Unsicherheiten belastet, schliesst aber immerhin Unterschiede zwischen den fotografierten Flächen und der Fläche im Datensatz von <a href="http://sonnenfassade.ch">sonnenfassade.ch</a> aus. Die Abweichungen der Flächenberechnung im Tool Datinf Measure anhand der Fotos und dem Datensatz von <a href="http://sonnenfassade.ch">sonnenfassade.ch</a> betragen mehrheitlich weniger als 5 %. Bei vier Fassadenflächen sind die Fotos stärker verzerrt, was zu Abweichungen von 5 bis 10 % führt.
<i>Genauigkeit Belegungsgrad</i>	Die Vergleiche der hier ermittelten Belegungsgraden mit jenen aus anderen Studien zeigen, dass es Abweichungen von bis zu 10 Prozentpunkten geben kann. Nichtsdestotrotz sind die Ergebnisse mit denjenigen aus diversen anderen Studien vergleichbar. Das Potenzial könnte durch diese Abweichungen um bis zu 10 % höher oder auch tiefer liegen. Abweichungen können grundsätzlich auch mit lokalen Gegebenheiten zusammenhängen, wie z.B. einem vermehrten Aufkommen von Schräg- oder Flachdächern.

#### 4.1.2 Minimale Fassadenfläche für PV-Anlagen

<i>Überschätzung des Fassaden- potenzials bei wirtschaftlicher Betrachtung</i>	Im Interview nannte der Solarexperte Claudius Bösiger ein Minimum von 30 m <sup>2</sup> zusammenhängender Photovoltaik-Fläche als mögliches Kriterium für die Realisierbarkeit von Fassadenanlagen aus wirtschaftlicher Sicht (Kapitel 3.1.1). Bei einem Fassadenbelegungsgrad von 0.49 (vgl. Kapitel 3.1.3) wäre für eine PV-Fläche von 30 m <sup>2</sup> eine Fassadenfläche von 61 m <sup>2</sup> notwendig, um dieses Kriterium zu erfüllen. In dieser Potenzialstudie wurden jedoch alle Fassadenflächen > 20 m <sup>2</sup> berücksichtigt. Ein zusätzlicher Ausschluss von Flächen zwischen 20 m <sup>2</sup> und 61 m <sup>2</sup> würde im Kanton Glarus zu einer Reduktion von 39 % oder 31 GWh pro Jahr beim Fassadenpotenzial führen. Das ausgewiesene Potenzial bei den Fassadenanlagen ist aus diesem Grund eher überschätzt, sofern die wirtschaftlichen Aspekte und die derzeitigen Anlagenkosten berücksichtigt werden.
--	--

## 4.2 PV-Potenzial auf Infrastrukturen

Für die Potenzialberechnung auf Infrastrukturflächen wurden Einstrahlungsdaten aus zwei verschiedenen Quellen verwendet (Meteonorm und DHM 25, siehe Kapitel 2.2.1), welche sich teilweise stark unterscheiden. Diese Einstrahlungsdaten sind zentral für die Ermittlung des Potenzials und werden deshalb nachfolgend verglichen und diskutiert.

### 4.2.1 Einstrahlung

*Einstrahlung  
GIS-Software  
vs.  
Meteonorm*

Die Einstrahlungsdaten aus der Software Meteonorm zeigte für die zehn näher untersuchten Parkplatzstandorte gegenüber der mit der GIS-Software berechneten Einstrahlung rund 50 % höhere Einstrahlungswerte im Winterhalbjahr. Dagegen war die Einstrahlung im Sommerhalbjahr mit einer Abweichung von +/- 5 Prozent in einem ähnlichen Bereich.

Ein Vergleich der mittleren Einstrahlung über vier bis zehn Jahre der Messstationen von MeteoSchweiz (Meteoschweiz, 2021) an den Standorten Glarus, Elm und Linthal zeigt, dass die Einstrahlungsdaten von Meteonorm für das Winterhalbjahr genauer sind (Abbildung 69). Zwar wird die Einstrahlung nach Meteonorm leicht überschätzt, jedoch liegt die maximale Abweichung bei 14 % am Standort Linthal. Die Einstrahlungswerte gemäss der GIS-Software liegen dagegen 26 bis 39 % unter der gemessenen Einstrahlung.

Für die Messstation Glarus und Elm wurden Messdaten aus dem Zeitraum 2011 bis 2020 verwendet. Für den Standort Linthal sind die Daten erst ab dem 2016 verfügbar.

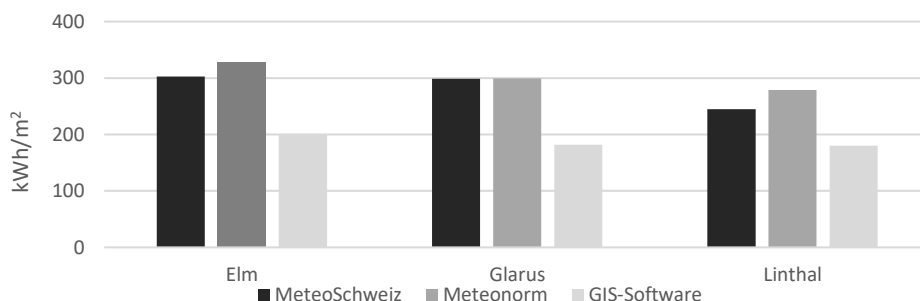


Abbildung 69: Vergleich der Einstrahlung im Winterhalbjahr gemäss Meteonorm und GIS-Software mit dem langjährigen Mittel der Messstationen Elm und Glarus (10-Jahresmittel) und Linthal (4-Jahresmittel).

Die Einstrahlungswerte im Sommerhalbjahr gemäss Meteonorm und der GIS-Software stimmen hingegen relativ gut mit der gemessenen Einstrahlung überein (Abbildung 70). Die Abweichung bewegt sich zwischen -2 % bis +10 %. Geringe Abweichungen können auch entstehen, weil in der GIS-Software und Meteonorm sogenannte Normjahre verwendet werden und diese hier mit Messungen verglichen werden.

Somit stellen die in dieser Studie verwendeten Einstrahlungswerte aus der Software Meteonorm eine verlässliche Datengrundlage insbesondere auch für das Winterhalbjahr dar.



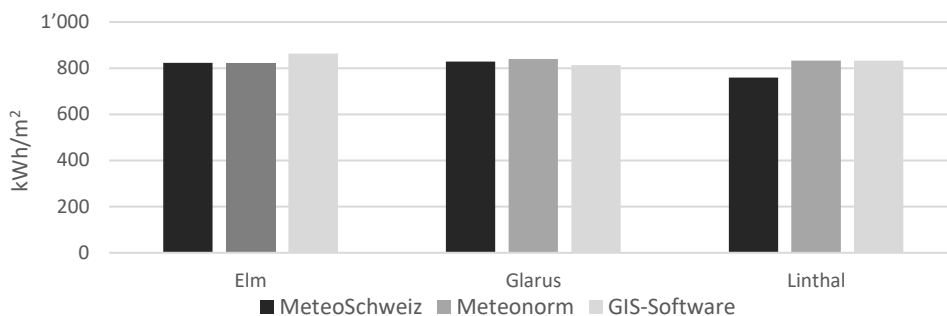


Abbildung 70: Vergleich der Einstrahlung im Sommerhalbjahr gemäss Meteonorm und GIS-Software mit dem langjährigen Mittel der Messtationen Elm und Glarus (10-Jahresmittel) und Linthal (4-Jahresmittel).

### 4.2.2 Einsatz bifazialer Module

#### Potenziale

Der Einsatz von bifazialen Modulen wurde nur bei Lawinenverbauungen in Betracht gezogen. Theoretisch könnten diese auch bei anderen Infrastrukturen wie z.B. stehenden Gewässern, bei Lärmschutzwänden oder den Bergbahnen zum Einsatz kommen. Die Quantifizierung der Mehrerträge gestaltet sich hier aufgrund der unklaren Standortbedingungen, Neigungswinkel und potenziellen Verschattungen der aktiven Rückseiten wesentlich schwieriger. Ob der Einsatz von bifazialen Modulen sinnvoll ist, hängt beispielsweise vom Standort (Reflexion der Einstrahlung in der Umgebung) und dem Anlagendesign (Abstand der Module zum Boden, Ausrichtung und Verschattungen der Rückseite) ab. Aus diesem Grund wurde dieses zusätzliche Potenzial nicht berücksichtigt, was zu einer eher konservativen Abschätzung der Potenziale führt. Die Mehrerträge durch bifaziale Module können pro Jahr einige wenige Prozent bis 30 % betragen (Anderegg et al., 2020; Sun et al., 2018).

### 4.3 Moduleffizienz

Unabhängig davon, ob PV-Anlagen auf Gebäuden oder auf Infrastrukturflächen realisiert werden, hängt das Potenzial linear mit dem Modulwirkungsgrad zusammen. In anderen Potenzialstudien wurden ebenfalls Modulwirkungsgrade von 17 % berücksichtigt, was dem heutigen Stand der Technik entspricht (Burger et al., 2020). Würde der Modulwirkungsgrad im gleichen Tempo wie bisher gesteigert, wären bei neuen PV-Anlagen etwa ab 2028 Wirkungsgrade von 20 % erreichbar (Moro et al., 2021), was zu einer Potenzialsteigerung von 18 % gegenüber den hier ausgewiesenen Werten führen würde. Es muss jedoch beachtet werden, dass Anlagen, die heute gebaut werden, noch während mindestens 25 Jahren in Betrieb sein werden und sich die Zunahme der Moduleffizienz nur auf neue Anlagen auswirkt.

### 4.4 Verluste durch Schneebedeckung

Ertragsverluste durch die Schneebedeckung von Modulen sind sehr stark vom Anlagendesign abhängig und lassen sich mit passenden Massnahmen (minimaler Schneefang, Aufständigung und Neigung) stark beeinflussen.

#### Ausgewiesene Verluste auf Dächern

Eine Potenzialreduktion durch Schneebedeckung wurde in den Potenzialen nicht berücksichtigt. Die mögliche Überschätzung des Potenzials auf Dächern mit einem Neigungswinkel < 60° wird im Kapitel 3.1.4 gezeigt. Da sich die Potenzialreduktion durch Schneebedeckung je nach Standort und Anlagendesign stark unterscheiden kann,

wurde diese mit einem Reduktionfaktor von 30 % in den Monaten Dezember, Januar und Februar berechnet (vgl. Kapitel 2.1.5). Die meisten Gebäude im Kanton Glarus befinden sich unter 600 m ü.M. weshalb die verwendete Studie von Bucher & Schwarz (2020) eine passende Berechnungsgrundlage darstellt. Darin wurde dieser Reduktionsfaktor ermittelt und anhand von PV-Anlagen mit Kostendeckender Einspeisevergütung (KEV) validiert. Es handelt sich damit um weiträumig verteilte Anlagen in der Schweiz, welche sich mehrheitlich in ähnlichen Höhenlagen befinden.

Durch die Vermeidung oder den sparsamen Einsatz von Schneefängern auf Schrägdächern und eine passende Aufständigung auf Flachdächern können die Verluste durch Schneebedeckung auf ein Minimum reduziert werden. Die Umsetzung hängt stark von den Gegebenheiten vor Ort ab und muss standortspezifisch beurteilt werden. Bei geeigneter Bauweise können die im Kapitel 3.1.4 ausgewiesenen Verluste durch Schneebedeckung stark reduziert werden. Die angegebenen Potenziale sind deswegen um bis zu 7.6 GWh überschätzt.

### *Verluste bei Fassaden*

Bei Fassaden ist aufgrund der senkrechten Neigung der Module nicht mit Verlusten durch Schneebedeckung zu rechnen, weshalb diese nicht berücksichtigt wurden.

### *Verluste bei stehenden Gewässern*

Mit der Wahl einer geeigneten Unterkonstruktion, wie z.B. jener, welche am Lac de Toules eingesetzt wurde (Abbildung 71), lassen sich die Verluste durch Schneebedeckung bei schwimmenden PV-Anlagen reduzieren. Es besteht eine Modulneigung von 30° und das Abrutschen des Schnees wird unterhalb der Modulreihen nicht von Hindernissen erschwert.



Abbildung 71: Unterkonstruktion der schwimmenden Anlage auf dem Lac de Toules. Die Konstruktion bietet wenige Hindernisse für das Abrutschen von Schnee (K2 Systems GmbH, 2020).

### *Verluste bei Parkplätzen*

Bei Parkplätzen besteht aufgrund der geringen Neigungswinkel und der flächigen Anordnung der Module grundsätzlich die Gefahr von Verlusten durch Schneebedeckung. Beispielsweise das System der dhp technology ag verhindert diese Verluste mittels eines Faltsystems, welches die Module vor Schneefall einfährt und somit vor Schneebedeckung schützt (Abbildung 72). Somit können wesentliche Ertragseinbußen durch Schneebedeckung verhindert werden.



*Abbildung 72: Solar-Faltsystem HORIZON beim Parkplatz der Kronbergbahn in Jakobsbad AR. Der Faltmechanismus ist durch einen Meteo-Algorithmus gesteuert und fährt das Solardach ein, wenn Schneefall bevorsteht. Bild vom 16.01.2021 nach Schneefall. Die Module können nach Schneefall wieder ausgefahren werden und sind damit nicht durch Schnee verschattet (dhp technology AG, 2021c).*

## 5. Förderinstrumente für Kanton und Gemeinden

### 5.1 Ausgangslage

<i>Notwendigkeit</i>	Basierend auf den Energieperspektiven 2050+ wurde im Kapitel 3.1.5 ein Ausbauziel bis 2050 für Strom aus Photovoltaik für den Kanton Glarus von 154 GWh pro Jahr abgeleitet. Dazu müsste jährlich doppelt so viel PV-Produktion zugebaut werden, wie dies im Rekordjahr 2020 der Fall war. Von selbst wird diese Zunahme kaum zustande kommen, sodass entsprechende Massnahmen seitens des Kantons, der Verteilnetzbetreiber oder des Bundes gerechtfertigt erscheinen.
<i>Postulat „Mehr Solarstrom im Winter“</i>	Im Postulat der BDP/GLP-Fraktion «Mehr Solarstrom im Winter» wird der Glarner Regierungsrat damit beauftragt zu prüfen, inwiefern PV-Anlagen mit hohem Produktionspotenzial im Winter zu fördern wären. Dabei wird ein überdurchschnittlicher Winterstromertrag explizit als das Verhältnis zwischen Winterstromproduktion und Sommerstromproduktion bezeichnet, respektive ein hoher <i>Winterstromanteil</i> gefordert.
<i>Winterstromertrag oder Winterstromanteil</i>	<p>Die Untersuchung im Kapitel 3.1.4 zeigt, dass der <i>Winterstromanteil</i> als alleiniges Kriterium zur Förderung von Winterstrom eher ungeeignet ist. So weisen zum Beispiel Fassaden in der Regel einen höheren <i>Winterstromanteil</i> auf als Dächer. Trotzdem besteht sowohl in der Summe als auch spezifisch (pro m<sup>2</sup> Modulfläche) ein höheres Potenzial für <i>Winterstromertrag</i> auf Dächern. Dies kann damit begründet werden, dass Fassaden sowohl in den Sommermonaten als auch über das gesamte Jahr üblicherweise weniger Strom produzieren und damit der <i>Winterstromanteil</i> überproportional zum <i>Winterstromertrag</i> zunimmt.</p> <p>Es wird deswegen empfohlen, neben dem <i>Winterstromanteil</i> auch den <i>Winterstromertrag</i> in die Überlegungen für geeignete Fördermassnahmen miteinzubeziehen. Eine alleinige Betrachtung des <i>Winterstromanteils</i> würde dazu führen, dass Dachanlagen gegenüber Anlagen an Fassaden stark benachteiligt würden, obwohl auf Dächern ein grosses Potenzial für Winterstrom besteht.</p>
<i>Kriterien zur Beurteilung der Eignung von Winterstrom</i>	<p>In den Analysen im Kapitel 3.1.4 wurde festgestellt, dass diverse Faktoren bestehen, welche sowohl den <i>Winterstromertrag</i> als auch den <i>Winterstromanteil</i> beeinflussen.</p> <p>Den stärksten Einfluss hat die Eignungsklasse der entsprechenden Dach- oder Fassadenfläche, welche auf der solaren Einstrahlung auf die jeweilige Fläche beruht. Die Eignungsklassen sind in Tabelle 2 auf Seite 12 gezeigt. Mit einer höheren Eignungsklasse, respektive einer Zunahme der Einstrahlung, steigen sowohl der <i>Winterstromanteil</i> als auch der <i>Winterstromertrag</i>. Flächen mit besonders hoher jährlicher Einstrahlung zeigen folglich auch ein hohes Produktionspotenzial im Winter (Abbildung 25 und Abbildung 26).</p> <p>Ein Anstieg des <i>Winterstromertrags</i>, ebenso wie eine leichte Zunahme des <i>Winterstromanteils</i>, kann ausserdem mit der Meereshöhe in Verbindung gebracht werden (Abbildung 30 bis Abbildung 34). So ist das Winter-Potenzial in Höhenlagen tendenziell grösser als in den Tälern. Hierbei ist aber zu beachten, dass die überwiegende Mehrheit der Gebäudeflächen in den Tälern liegt (Abbildung 9 und Abbildung 10).</p>

Bei Dachflächen hat auch der Neigungswinkel einen wesentlichen Einfluss auf den Ertrag im Winter. Sowohl der Winterstromanteil als auch der Winterstromertrag nehmen mit höherer Dachneigung tendenziell zu (Abbildung 27 bis Abbildung 29). Folglich sind steil geneigte Dächer in Bezug auf die Winterstromproduktion vorteilhaft.

Sowohl der Winterstromanteil als auch der Winterstromertrag hängen bei Fassaden stark von der Ausrichtung der Fassadenflächen ab. Gegen Süden ausgerichtete Fassaden führen zu den höchsten Winterstromerträgen. Mit zunehmender Abweichung gegen Osten oder Westen nehmen diese ab (Abbildung 35 und Abbildung 36).

Bei den zuvor genannten Faktoren, welche die Winterstromproduktion beeinflussen, muss jeweils von einer Tendenz gesprochen werden. Die Streuung ist bei allen Faktoren stark ausgeprägt. Es handelt sich somit lediglich um Anhaltspunkte, Anlagen an einzelnen Standorten können stark davon abweichen.

### *Realisiertes Potenzial und Ausbau-szenarien*

Der Kanton Glarus hat bisher rund 2.9 % seines PV-Potenzials auf Dächern und an Fassaden ausgeschöpft (Kapitel 3.1.5). Aus diesem Grund stellt sich die Frage, ob die spezifische Förderung von Anlagen mit hohem Winterstromanteil im jetzigen Zeitpunkt zielführend ist. Vielmehr müsste der Zubau in den kommenden Jahren generell vorangetrieben werden, wodurch automatisch auch mehr Strom im Winter produziert wird. Wie Abbildung 68 zeigt, kann beim aktuellen Ausbaustand des PV-Gebäudepotenzials nicht von überschüssigem Strom im Sommer gesprochen werden. Dies würde erst bei der Erschliessung eines hohen Anteils am Gesamtpotenzial möglicherweise zum Thema.

### *Bestehende Förderprogramme und Rückspeisetarife*

Photovoltaik-Anlagen werden momentan über die Einmalvergütung (EIV) des Bundes gefördert. Damit werden ca. 20 bis 30 % der Investitionskosten gedeckt. Die Elektrizitätswerke sind gesetzlich verpflichtet, den nicht im Gebäude verwendeten Strom abzunehmen und zu vergüten. Dieser sogenannte Rückspeisetarif beträgt im Jahr 2021 in Glarus Nord 6.5 Rp./kWh (TBGN, 2020), in Glarus und Glarus Süd 5 Rp./kWh (tb.glarus, 2020; tbgs, 2021). Auf freiwilliger Basis kaufen die technischen Betriebe Glarus und Glarus Nord auch die Herkunftsnachweise (HKN) für Solarstrom. Diese Vergütung beträgt 3.5 Rp./kWh in Glarus Nord und 5 Rp./kWh in Glarus (tb.glarus, 2020; TBGN, 2020). Insgesamt führt dies zu einer Vergütung für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom von 5 Rp./kWh (Glarus Süd) bis 10 Rp./kWh (Glarus und Glarus Nord).

## 5.2 Eigenschaften und Kritikpunkte der aktuellen Förderung

Nachfolgend werden die wichtigsten Eigenschaften der aktuellen Förderung des Bundes von PV-Anlagen kurz zusammengefasst.

### *Investitionssicherheit*

Wer eine PV-Anlage baut und finanziert, möchte möglichst sicher sein, dass sich diese Investition während der Lebenszeit der PV-Anlage amortisieren lässt. Diese Sicherheit hängt davon ab, welcher Anteil des PV-Stroms selber verbraucht werden kann (Eigenverbrauch), wie sich die Preise des Stroms für Endkunden entwickeln werden und – falls nicht 100 % des PV-Stromes selber verbraucht werden kann – wie hoch die Vergütung für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom in Zukunft sein wird (Rückspeisetarif). Je kleiner der Eigenverbrauch einer PV-Anlage ist, desto wichtiger wird der Rückspeisetarif, welcher im heutigen System vom Verteilnetzbetreiber (technische Betriebe im Kanton Glarus) jedes Jahr neu festgesetzt werden kann.

Die heutige Einmalvergütung reduziert das Investitionsrisiko, indem der zu amortisierende Betrag kleiner wird. Vor allem für grosse PV-Anlagen mit wenig Eigenverbrauch bleibt das Investitionsrisiko aber hoch. Dies hat dazu geführt, dass der Zubau von *grossen* PV-Anlagen nach dem Übergang von der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) auf das heutige System der Einmalvergütung abgenommen hat.

Eine Erhöhung der Investitionssicherheit hätte sicherlich positive Effekte auf die Zubaurate von PV-Anlagen.

*Amortisationszeit*

Während der Lebenszeit der PV-Anlage sollen die Investitionskosten, die Kosten für den Betrieb, für allfällige Ersatzteile und allenfalls eine Verzinsung des gebundenen Kapitals erwirtschaftet werden. Dies geschieht durch vermiedene Stromkosten (Eigenverbrauch) und durch die Rücklieferung von Strom ins öffentliche Netz.

Wenn mindestens 25 bis 30 % des PV-Stromes direkt im Gebäude verbraucht werden kann (Eigenverbrauch), lässt sich damit eine PV-Anlage bei den aktuellen Preisen in der Regel innert 12 bis 15 Jahren amortisieren. Die Anlage hat aber eine Lebensdauer von mindestens 30 Jahren, sodass sich langfristig eine gute Rendite erwirtschaften lässt.

Eine Senkung der Amortisationszeit würde zweifellos zu einer Steigerung der Attraktivität von PV-Anlagen führen.

*Teilbelegung von Dächern und Fassaden (Flächennutzung)*

Das Potenzial für die Erzeugung von PV-Strom auf der Gebäudehülle sollte gemäss den Energieperspektiven 2050+ mindestens zur Hälfte ausgeschöpft werden. Bis Ende 2020 wurden trotz den bisherigen Fördermassnahmen schweizweit nur 3.4 %, im Kanton Glarus etwa 2.9 % des Potenzials ausgeschöpft. Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es deshalb sinnvoll, vorhandene Dachflächen möglichst vollständig zu nutzen, damit mehr PV-Strom ins Netz eingespeist werden kann.

Wegen den tiefen Rückliefertarifen setzt das heutige System in vielen Fällen Anreize zu einer nur teilweisen Ausnutzung der geeigneten Flächen. Je kleiner die PV-Anlage dimensioniert wird, desto höher wird der Eigenverbrauchsanteil sein. Und je höher der Eigenverbrauchsanteil ist, desto rascher lässt sich eine PV-Anlage amortisieren.

Deshalb wären aus volkswirtschaftlicher Sicht auch Anreize zur vollständigen Ausnutzung der für Solaranlagen geeigneten Flächen sinnvoll.

*Zeitpunkt der Stromproduktion (Winterstrom)*

Über die grosse Bedeutung des Eigenverbrauchs setzt das aktuelle Fördersystem indirekt gewisse Anreize zu einer Anlagenauslegung, welche dann PV-Strom produziert, wenn er selbst genutzt werden kann. Bei Flachdächern können der Neigungswinkel und die Ausrichtung der Module gewählt werden. Bei Schrägdächern und Fassaden stellt sich hingegen nur die Frage, ob PV-Module auf einer geeigneten Fläche installiert werden sollen oder nicht.

Die Rückspeisetarife im Kanton Glarus sind heute unabhängig von der Tages- oder Jahreszeit, sodass für Anlagen ohne oder mit geringem Eigenverbrauch kein spezieller Anreiz zur Auslegung von Anlagen für eine möglichst grosse Stromproduktion zu Randzeiten oder im Winter besteht.

Anreize zum Bau von PV-Anlagen mit speziell hoher Winterstromproduktion könnten hier Abhilfe schaffen. Da erst 2.9 % des Potenzials auf Gebäuden umgesetzt wurde, erscheint die Gefahr von Mitnahmeeffekten jedoch hoch. Insbesondere für den Bau von PV-Anlagen auf Gebäuden wären derzeit Instrumente zur allgemeinen Förderung von PV-Anlagen vermutlich zielführender, da der Kanton Glarus noch sehr weit entfernt ist von einem Stromüberschuss durch PV-Anlagen im Sommer.



### 5.3 Instrumente zur Förderung von Solarstrom

*Fördern oder  
fordern?*

Wenn die Schweiz eine bestimmte Technologie vermehrt einsetzen möchte, können neben persuasiven Instrumenten wie zum Beispiel Informationskampagnen auch finanzielle Anreize für entsprechende Investitionen gesetzt werden. Alternativ oder als Ergänzung können aber auch gesetzliche Vorgaben für die Implementierung einer Technologie gemacht werden. Als die Schweiz zum Beispiel den Bau von Luftschutzkellern als notwendig erachtete, wurde anstelle von finanziellen Anreizen eine gesetzliche Pflicht zum Bau von Luftschutzkellern eingeführt, welche auch heute noch in Kraft ist.

Analog zu Luftschutzkellern kann man sich die grundsätzliche Frage stellen, ob eine PV-Anlage aufgrund der aktuellen Situation (Klimawandel, zukünftige Strom-Versorgungssicherheit) nicht einfach zwingend zu einem Gebäude gehören soll.

Mit einer Abgabe auf geeignete, aber trotzdem nicht für PV-Anlagen genutzte Dachflächen könnte auch ohne finanzielle Förderung des Kantons – und somit für den Kanton kostenlos – Anreize zum Bau einer PV-Anlage gesetzt werden. Die PV-Anlagen auf geeigneten Dachflächen sind (im Gegensatz zu Luftschutzkellern) rentabel, man würde die Gebäudebesitzer dadurch demzufolge nicht in den finanziellen Ruin treiben.

Nachfolgend werden einige Umsetzungsvorschläge zur Förderung des Zubaus von PV-Anlagen aufgelistet. Ihre Wirkung wird anhand der oben diskutierten Stichworte klassifiziert: Investitionssicherheit, Amortisation, Flächennutzung, Winterstrom, sowie allgemein rascherer PV-Ausbau.

*Abgabe für  
nicht genutzte  
Dachflächen*

Pro m<sup>2</sup> nicht für Solaranlagen genutzte Dachfläche mit einer Eignung von gut, sehr gut oder hervorragend gemäss Sonnendach.ch könnte eine jährliche Abgabe erhoben werden. Die Höhe der Abgabe könnte zum Beispiel anhand der Kosten bemessen werden, welche die Produktion der gleichen Menge Strom an einem anderen Ort verursacht. Eine Verrechnung der Abgabe an Mieter müsste ausgeschlossen werden.

Konkret könnte zum Beispiel innert 5 Jahren eine Abgabe von 20 Fr. pro m<sup>2</sup> geeignete Dachfläche und Jahr erhoben werden. Ein ähnliches System kennt die Schweiz bereits seit vielen Jahren wie erwähnt bei den Luftschutzkellern: Wer keinen eigenen Keller besitzt, muss sich bei einer anderen Anlage „einkaufen“.

Die Abgabe könnte zur Finanzierung von Anlagen zur Energieproduktion aus erneuerbarer Energie im Kanton Glarus eingesetzt werden. Die Abgaben der letzten 5 Jahre könnten aber auch beim Bau einer PV-Anlage rückerstattet werden, sodass die Abgabe teilweise wie eine finanzielle Rücklage zum Bau einer PV-Anlage dienen würde.

Wirkung: Flächennutzung, Winterstrom, allgemein rascherer Ausbau.

*Höhere und  
garantierte  
Rückspeisetarife*

Ein grosser Hebel zur Förderung von PV-Anlagen stellen die Rückspeisetarife dar. Über 10 oder 15 Jahre garantierte Mindesttarife für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom erhöhen die Investitionssicherheit beim Bau von PV-Anlagen. Hohe Rückspeisetarife setzen zudem Anreize zum Bau von grösseren Anlagen bzw. zur besseren Ausnutzung der Flächen. In Situationen mit geringem Eigenverbrauch (insbesondere bei Anlagen auf Infrastrukturen wie z.B. über Parkplätzen, Lawinverbauungen oder auf Seen) ermöglichen höhere Rückspeisetarife oft erst die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage.

Falls speziell Winterstrom gefördert werden soll, könnten die Rückspeisetarife im Winter angehoben und/oder minimale Tarife nur im Winter garantiert werden.

Gegenüber Investitionsbeiträgen bietet die Erhöhung der Rückspeisetarife den Vorteil, dass auch bestehende PV-Anlagen davon profitieren können. Damit werden weitsichtige Investoren, welche bereits in PV-Anlagen investiert haben, gegenüber den abwartenden Investoren nicht benachteiligt. Dies könnte aber auch als unerwünschte Mitnahmeeffekte einer Förderung interpretiert werden.

Die Festsetzung der Rückspeisetarife liegt in der Hoheit der Verteilnetzbetreiber. Bis zu einer allfälligen Einführung des freien Marktes für alle Kunden dürfen die Verteilnetzbetreiber die Kosten für den eingekauften PV-Strom gemäss dem Stromversorgungsgesetz (StromVG Art. 6 Ziff. 5bis) vollständig auf ihre gebundenen Kunden überwälzen. Ein hoher Rückspeisetarif für PV-Strom hätte deshalb keinen Einfluss auf das Betriebsergebnis der drei Verteilnetzbetreiber im Kanton.

Im Rahmen der Zuweisung für den Betrieb der Verteilnetze könnte der Kanton konkrete Vorgaben zur Höhe und Ausgestaltung der Rückspeisetarife machen. Da sich alle drei technischen Betriebe vollständig im Besitz der Gemeinden befinden, könnten die Gemeinden aber auch zum Beispiel in der Eigentümerstrategie für die technischen Betriebe entsprechende Vorgaben machen oder über ihre Verwaltungsräte bzw. Kommissionen Einfluss nehmen.

Wirkung: Investitionssicherheit, Amortisationszeit, Flächennutzung, (Winterstrom).

*Gleitende  
Marktpremie*

Der Kanton könnte einen minimalen Rückspeisetarif – eventuell nur im Winter – garantieren, indem er den Betreibern von PV-Anlagen für jedes Jahr jeweils nachträglich die Differenz zum effektiven Rückspeisetarif vergütet (eine Art gleitende Marktpremie). Dies birgt jedoch die Gefahr, dass die Verteilnetzbetreiber ihre Rückspeisetarife tief halten, da der Kanton die Differenz zum minimalen Rückspeisetarif vergütet.

Wirkung: Investitionssicherheit, Amortisationszeit, Flächennutzung, (Winterstrom).

*Vorgaben zum  
Strommix*

Ein weiterer grosser Hebel zur Förderung von Solarstrom stellen Vorgaben für die Zusammensetzung des Standard-Stromprodukts der technischen Betriebe dar. Kunden, welche ihren Strom nicht am freien Markt einkaufen, erhalten automatisch das Standard-Stromprodukt, sofern sie sich nicht explizit für ein anderes Produkt entscheiden.

Der Kanton oder die Gemeinden könnten von den Verteilnetzbetreibern im Rahmen der Zuweisung für den Betrieb des Verteilnetzes oder als Eigentümer der technischen Betriebe verlangen, dass der Anteil Solarstrom aus der Schweiz oder aus dem Kanton im Standardprodukt jeweils zum Beispiel 1 Prozentpunkt über dem schweizerischen Mittel des Vorjahres liegen muss oder dass der Anteil Solarstrom in den angebotenen Produkten über die nächsten x Jahre linear auf zum Beispiel 50 % steigen muss. Dies würde für die technischen Betriebe den Anreiz setzen PV-Anlagen in ihrem Versorgungsgebiet zu fördern und selbst in grössere PV-Anlagen zu investieren.

Wirkung: indirekt via Massnahmen der technischen Betriebe Investitionssicherheit, Amortisationszeit, Flächennutzung, allgemein rascherer Ausbau.

*Kauf der HKN*

Der Kanton oder die Gemeinden könnten die Herkunftsnachweise (HKN) von PV-Strom in den Wintermonaten (oder für das ganze Jahr) zu einem im Voraus festgelegten Preis während zum Beispiel 10 Jahren nach Inbetriebsetzung einer PV-Anlage übernehmen.

Ein Kauf der HKN kann auch auf eine oder mehrere konkrete PV-Anlagen begrenzt werden. Neben dem Kanton und den Gemeinden könnten diese auch ihre eigenen Organisationen (z.B. Kantonalkasse, Spital, Versicherung, Altersheime, technischen Betriebe, usw.) zum Kauf von HKN aus regionalem Solarstrom verpflichten.

Wirkung: Investitionssicherheit, Amortisationszeit, (Winterstrom, Flächennutzung).

*Netz als  
Speicher*

Die technischen Betriebe könnten ihren Stromkunden, welche Betreiber von PV-Anlagen sind, einen kostenlosen Speicher im Netz anbieten. Dieser Speicher könnte eine Obergrenze haben, welche relativ zur eingespeisten Strommenge oder fix pro Anlage gewählt ist. Er könnte auch zeitlich zum Beispiel auf einen Monat limitiert sein. Die Betreiber von PV-Anlagen könnten dadurch den eingespeisten Strom (oder einen gewissen Anteil) zu den reinen Netzkosten wieder beziehen. Dies würde den Anreiz zur vollständigen Belegung der Dächer und generell die Rentabilität der PV-Anlagen erhöhen.

Der Kanton könnte sich an den Kosten beteiligen und/oder einen Teil der Netzkosten für die Betreiber der PV-Anlagen übernehmen.

Wirkung: Investitionssicherheit, Amortisationszeit, (Winterstrom), allgemein rascherer Ausbau.

*Einmal-  
vergütungen  
für Dächer*

Der Kanton könnte die Einmalvergütung des Bundes für Dächer erhöhen, wenn zum Beispiel eine Kombination von folgenden Kriterien erfüllt ist:

- Eignungsklasse gut, sehr gut oder ausgezeichnet gemäss sonnendach.ch
- Falls eine spezielle Förderung von Winterstrom gewünscht ist: Neigungswinkel der Module z.B.  $> 40^\circ$  (der Kanton Graubünden leistet zum Beispiel Förderbeiträge erst bei einem Neigungswinkel der Module  $\geq 60^\circ$ . Wie Abbildung 27 zeigt, ist das Potenzial zur Stromproduktion auf Dächern mit einer Neigung von mindestens  $45^\circ$  im Kanton Glarus aber sehr gering).
- Falls eine spezielle Förderung von Winterstrom gewünscht ist: Abrutschen von Schnee muss auf mindestens der halben Dachfläche gewährleistet sein. Alternativ könnte ein finanzieller Bonus gewährt werden, wenn dies der Fall ist.
- Die verfügbare Dachfläche wird zu mindestens 80 % ausgenutzt. Umgekehrt könnte ein finanzieller Bonus gewährt werden, falls die Dachfläche zu mindestens 80 % für Solaranlagen ausgenutzt wird.

Wirkung: Investitionssicherheit, Flächennutzung, Amortisationszeit, (Winterstrom).

*Einmal-  
vergütungen  
für Fassaden*

Der Kanton könnte die Einmalvergütung des Bundes für Fassaden erhöhen, wenn zum Beispiel eine Kombination von folgenden Kriterien erfüllt ist:

- Eignungsklasse mittel, gut, sehr gut oder ausgezeichnet gemäss sonnenfassade.ch
- Ausrichtung der Fassade Richtung Süden  $\pm 30^\circ$
- Falls das Dach des Gebäudes die Eignungsklasse gut, sehr gut oder ausgezeichnet gemäss sonnendach.ch aufweist, wird die verfügbare Dachfläche zu mindestens 80 % für Solaranlagen ausgenutzt. Umgekehrt könnte ein finanzieller Bonus gewährt werden, falls die Dachfläche zu mindestens 80 % für Solaranlagen ausgenutzt wird.

Wirkung: Investitionssicherheit, Flächennutzung, Amortisationszeit, Winterstrom.

<i>Bonus bei Gebäude-sanierungen</i>	<p>Zur Förderung von im Dach bzw. in der Fassade integrierten PV-Anlagen könnte der Kanton im Rahmen von Gebäudesanierungen die Einmalvergütung des Bundes erhöhen. Damit könnten insbesondere Investitionshürden (höhere Hypothek aufnehmen) abgefangen werden, siehe auch Massnahme «PV Kredite». Auch in diesem Fall sollte aber ein Abrutschen von Schnee mindestens auf 50% der Dachfläche gewährleistet sein.</p> <p>Wirkung: Amortisationszeit, (Flächennutzung, Winterstrom).</p>
<i>PV Kredite</i>	<p>Insbesondere in Ergänzung zu einer Abgabe auf geeigneten, aber nicht für eine Solaranlage genutzten Dachflächen - aber auch unabhängig davon - könnte der Kanton Darlehen für die Finanzierung von PV-Anlagen zu sehr günstigen Konditionen anbieten. Dadurch würde das Fehlen von flüssigen Mitteln kein Argument mehr gegen den Bau von PV-Anlagen darstellen.</p> <p>Der Kanton könnte möglicherweise die Kantonalbank mit der Umsetzung dieser Kredite beauftragen.</p> <p>Wirkung: allgemein rascherer Ausbau, (Amortisationszeit).</p>
<i>Balkon-PV-Anlagen</i>	<p>Der Kanton könnte sogenannten Balkon-PV-Anlagen subventionieren, um die Bevölkerung für Photovoltaik zu sensibilisieren und auch Mietern eine Stromproduktion zu ermöglichen. Solche PV-Anlagen bestehen aus 1 bis 2 Modulen und haben in der Regel einen sehr hohen Eigenverbrauchs- und Winterstromanteil. Die PV-Module werden zum Beispiel an einer Aussenwand oder an einem Balkongeländer befestigt oder im Garten aufgestellt. Eine Balkon-PV-Anlage kann in eine Steckdose eingesteckt werden und erfordert deshalb keine spezielle elektrische Montage. Als Nachteil ist aber die elektrische Leistung von Balkon-PV-Anlagen auf 600 Watt begrenzt.</p> <p>Der Kanton könnte zusammen mit den technischen Betrieben 3 bis 4 Balkon-PV-Anlagen «zertifizieren» und deren Verkauf subventionieren. Mit der «Zertifizierung» erhalten die Käufer die Gewissheit, dass die steckbare PV-Anlage legal verwendet werden kann.</p> <p>Wirkung: allgemein rascherer Ausbau, (Winterstrom), Sensibilisierung der Bevölkerung.</p>
<i>Investitionen der öffentlichen Hand</i>	<p>Der Kanton oder die Gemeinden bzw. deren Tochter-Organisationen könnten selbst als Investoren für PV-Anlagen auf ihren eigenen Gebäuden und bei grösseren PV-Anlagen auf Infrastrukturen auftreten. Bei den eigenen Gebäuden könnten zeitliche Vorgaben gemacht werden, bis wann zum Beispiel 80 % des PV-Potenzials auf den Gebäuden ausgeschöpft sein muss oder bis wann zum Beispiel 80 % des Strombezugs aus einheimischem Solarstrom bestehen muss.</p> <p>Wirkung: allgemein rascherer Ausbau, Flächennutzung.</p>
<i>Machbarkeitsstudien</i>	<p>Der Kanton könnte Machbarkeitsstudien für PV-Anlagen auf den grössten Infrastrukturf lächen (grösste Parkplätze, Lawinenverbauungen Rietstöckli und Sonnenhorn, sowie auf dem Mutt- und dem Limmernsee) in Auftrag geben und falls sinnvoll die Realisierung vorantreiben.</p> <p>Wirkung: allgemein rascherer Ausbau, (Winterstrom).</p>

## 6. Literatur

- ABB. (2020, Mai 5). *Solarstrom aus dem Stausee Lac des Toules*. <https://new.abb.com/news/de/detail/61603/solarstrom-aus-dem-stausee-lac-des-toules>
- Abteilung Umweltschutz und Energie Kanton Glarus. (2021). *PV-Anlagen\_2010-2020*.
- Alpinsolar. (2021). *Home | Alpinsolar*. <https://www.axpo.com/ch/de/home.html>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019a). *Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019b). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.
- Assouline, D., Mohajeri, N., & Scartezzini, J.-L. (2018). Large-scale rooftop solar photovoltaic technical potential estimation using Random Forests. *Applied Energy*, 217, 189–211. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.118>
- Batschelet, T. (2009a, April 13). *74.120 Bächital—Seblengrat, Braunwald, Umlaufsesselbahn feste Klemmen*. Schweizer Seilbahninventar. <https://www.seilbahninventar.ch/objekt.php?objid=40926&page=dat&fileid=7846&size=2&lang=de>
- Batschelet, T. (2009b, April 13). *75.003 Hüttenberg—Grotzenbüel, Braunwald, Gruppenumlaufbahn Kabinen*. Schweizer Seilbahninventar. <https://www.seilbahninventar.ch/objekt.php?objid=40929&page=dat&fileid=7994&size=2&lang=de>
- Bösiger, C. (2020, November 11). *Telefongespräch mit Claudius Bösiger, Planeco GmbH* [Persönliche Kommunikation].
- Bucher, C., & Schwarz, R. (2019). *Studie Winterstrom Schweiz*. Basler & Hofmann AG. [https://www.baslerhofmann.ch/fileadmin/user\\_upload/basler-hofmann/Aktuelles/Fachartikel/19-10-18\\_FA\\_EnergieSchweiz\\_Studie\\_Winterstrom\\_Schweiz\\_.pdf](https://www.baslerhofmann.ch/fileadmin/user_upload/basler-hofmann/Aktuelles/Fachartikel/19-10-18_FA_EnergieSchweiz_Studie_Winterstrom_Schweiz_.pdf)
- Bucher, C., & Schwarz, R. (2020). *Studie Winterstrom Schweiz Was kann die heimische Photovoltaik beitragen?* <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9825>
- Bundesamt für Energie. (o. J.-a). *Wie viel Strom und Wärme kann mein Dach produzieren?* [Sonnen-dach.ch](https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/). Abgerufen 28. Dezember 2020, von <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/>
- Bundesamt für Energie. (o. J.-b). *Wie viel Strom und Wärme kann meine Fassade produzieren?* [Sonnenfassade.ch](https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnenfassade/?lang=de). Abgerufen 28. Dezember 2020, von <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnenfassade/?lang=de>
- Bundesamt für Energie. (2019, April 15). *Schweizer Hausdächer und -fassaden könnten jährlich 67 TWh Solarstrom produzieren*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medien-mitteilungen/mm-test.msg-id-74641.html>
- Bundesamt für Energie. (2020a). *ENERGIEPERSPEKTIVEN 2050+ ZUSAMMENFASSUNG DER WICHTIGSTEN ERGEBNISSE*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- Bundesamt für Energie. (2020b). *Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2020*. [https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/open-government-data.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvc3VjaGU\\_a2/V5d29yZHM9Mzkw.html](https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/open-government-data.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZGUvc3VjaGU_a2/V5d29yZHM9Mzkw.html)
- Bundesamt für Energie, N. (o. J.-c). *Solarpotenziale der Gemeinde Glarus Nord (BFS-Nr.1630)*. 3.

- Bundesamt für Statistik. (o. J.). *Eidg. Gebäude- und Wohnungsregister*. geo.admin.ch. Abgerufen 13. Januar 2021, von <https://map.geo.admin.ch>
- Bundesamt für Statistik. (2019, Oktober 10). *Allgemeine Übersicht „Gebäude“ nach Kantonen 2018—2018 | Tabelle*. Bundesamt für Statistik. /content/bfs/de/home/statistiken/bau-wohnungswesen/gebaeude.assetdetail.9767630.html
- Bundesamt für Statistik. (2020). *Statistik Kanton Glarus*. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/regionalstatistik/regionale-portraits-kennzahlen/kantone/glarus.html>
- Burger, B., Kiefer, K., Kost, C., Nold, S., Philipps, S., Preu, R., Rentsch, J., Schlegel, T., Stryi-Hipp, G., Wirth, H., & Warmuth, W. (2020). *Photovoltaics Report* (S. 28) [Präsentation]. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Datinf GmbH. (o. J.). *Datinf Measure Version 3.0*. Abgerufen 13. Januar 2021, von <https://datinf.de/produkte/measure/download.shtml>
- Deuber, L. (2019). „SOLARALPINA“ das Pionierprojekt Chüenihorn 2020. *Alpines Solarkraftwerk am Chüenihorn St. Antönien*.
- dhp technology AG. (2021a). *Dhp-technology.ch | Solarfaltdach HORIZON*. <https://dhp-technology.ch/>
- dhp technology AG. (2021b). *HORIZON definiert Stromkraftwerke neu*. <https://dhp-technology.ch/produkt/>
- dhp technology AG. (2021c, Januar 19). *Winterstrom-Produktion | dhp-technology.ch*. <https://dhp-technology.ch/winterstrom/>
- EKLS. (2012). *Montage von Solaranlagen auf Lawinenverbauungen. Beurteilung und Empfehlung*. Expertenkommission Lawinen und Steinschlag.
- Energieregion Goms. (2014, Juni 4). *Praxisberichte PV-Anlagen auf Lawinen-verbauungen*. <http://energieregiongoms.ch/index.php/news-energieregiongoms/item/294-veranstaltung-zu-solaranlagen-auf-lawinenverbauungen>
- Esri. (o. J.). *ArcGIS Pro* (2.6.0) [Computer software].
- Götz, M. (2020, Oktober 30). *Gespräch mit Michael Götz, Helion*. [Persönliche Kommunikation].
- Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019*. Swissolar. [https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Markterhebung/Marktumfrage\\_2019.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2019.pdf)
- K2 Systems GmbH. (o. J.). *K2 Base Version 3.0.0.23*. Abgerufen 13. Januar 2021, von <https://base.k2-systems.com/#/dashboard>
- K2 Systems GmbH. (2020, Januar 24). *K2 Unterkonstruktion auf der weltweit ersten schwimmenden Solaranlage im Gebirge—K2 Systems*. <https://k2-systems.com/de/news/detail/k2-unterkonstruktion-auf-der-weltweit-ersten-schwimmenden-solaranlage-im-gebirge>
- Klauser, D., & Schlegel, T. (2016). *Sonnendach.ch Dokumentation und Datenmodell (v1.4)*. Bundesamt für Energie (BFE).
- Math Streiff AG. (1989). *Fachwerkstütze Systemplan*.
- Megasol. (2019, September 30). *SwissPremium-Sondermodule-Planungsinfos-30.09.2019.pdf*. <https://megasol.ch/wp-content/uploads/2019/09/SwissPremium-Sondermodule-Planungsinfos-30.09.2019.pdf>
- Mertens, K. (2018). *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis* (4.). Hanser.
- Meteoschweiz. (2021, Februar). *IDAWEB*. <https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/login.do;idaweb=whXQTQtPkTSbh3dGcrWzyDnBHQ7sJnQhz01vbZhWhdKTdHkq1h0!-1907983237>
- Meteotest. (o. J.). *Meteotest* (7.2) [Computer software].
- Meteotest AG. (o. J.). *Meteonorm Software*. Meteonorm: Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten. Abgerufen 5. Oktober 2019, von <https://meteonorm.com/>



- Moro, N., Sauter, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2021, Januar). *Das Schweizer Solarstrompotenzial auf Dächern. Eine Analyse anhand von Sonnendach.ch*. <https://www.zhaw.ch/de/lisfm/institute-zentren/iunr/ecological-engineering/erneuerbare-energien/solarenergie/photovoltaik-solarstrompotenzial-auf-daechern-schweiz/>
- Nordmann, T., Vontobel, T., Fleischli, B., & Lingel, R. (2012). *Potential von Photovoltaik an Schallschutzmassnahmen entlang der Nationalstrassen. Forschungsauftrag ASTRA 2010/2009 auf Antrag des Bundesamtes für Strassen (ASTRA)*.
- Pawluk, R. E., Chen, Y., & She, Y. (2019). Photovoltaic electricity generation loss due to snow – A literature review on influence factors, estimation, and mitigation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107, 171–182. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.031>
- Portmann, M., Galvagno-Erny, D., Lorenz, P., Schacher, D., & Heinrich, R. (2019, März 8). *Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden*. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/geoinformation/geodaten/solar/solarenergie-eignung-hausdach.html>
- Rohrer, J. (2020). *Ausbau der Stromproduktion aus Photovoltaik in der Schweiz*. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften.
- Saretta, E., Bonomo, P., & Frontini, F. (2019, November 26). *A calculation method for the BIPV potential of Swiss façades at LOD2.5 in urban areas\_ A case from Ticino region*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.062>
- Schmidhalter, F. (2013). *Photovoltaikanlage an Lawinenverbauungen in Bellwald Ein erster Erfahrungsbericht*. EnAlpin AG. [http://energieregiongoms.ch/index.php/projekte/item/download/152\\_341dd3891ad79dbd514870ae8245f537](http://energieregiongoms.ch/index.php/projekte/item/download/152_341dd3891ad79dbd514870ae8245f537)
- Skiresort Service International GmbH. (o. J.). *Elm-Ämpächli*. Abgerufen 26. Januar 2021, von <https://www.skiresort.de/skigebiet/elm-im-sernftal/liftebahnen/I94530/>
- Sun, X., Khan, M. R., Deline, C., & Alam, M. A. (2018). Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective. *Applied Energy*, 212, 1601–1610. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.041>
- Swiss Geoportal. (o. J.). *geo.admin.ch*. Abgerufen 25. November 2020, von <https://map.geo.admin.ch>
- Swissolar. (2020, Juli 14). *2.5 Gigawatt installierte Solarleistung – wir brauchen 20-mal mehr*. <https://www.swissolar.ch/services/medien/news/detail/n-n/25-gigawatt-installierte-solarleistung-wir-brauchen-20-mal-mehr/>
- Swisstopo. (o. J.-a). *Swiss Map Raster 25. Digitale Landeskarte im Rasterformat*. [Map].
- Swisstopo. (o. J.-b). *Swissimage 10 cm. Das digitale Farbothophotomosaik der Schweiz*. [Map].
- Swisstopo. (o. J.-c). *SwissTLM3D. Das grossmassstäbliche Topografische Landschaftsmodell der Schweiz*. [Map].
- tb.glarus. (2020). *Preise PV-Produzenten*. [https://www.tbglarus.ch/userdata/Angebot/02\\_Strom\\_produzieren/Preisblatt\\_PV-Produzenten\\_2021\\_Screen.pdf](https://www.tbglarus.ch/userdata/Angebot/02_Strom_produzieren/Preisblatt_PV-Produzenten_2021_Screen.pdf)
- TBGN. (2020). *Strompreise 2021*. [https://www.tbgn.ch/userdata/dateien/Strom/Strompreise/200819\\_TBGN\\_Preisbl%C3%A4tter2021%20Spezialtarife\\_V04.pdf](https://www.tbgn.ch/userdata/dateien/Strom/Strompreise/200819_TBGN_Preisbl%C3%A4tter2021%20Spezialtarife_V04.pdf)
- tbgs. (2021). *Tbgs Stromproduzenten*. [https://www.tbgs.ch/images/PDF/Energie/Strompreise/2021/Preisblatt\\_tbgs\\_Stromproduzenten\\_2021\\_Screen.pdf](https://www.tbgs.ch/images/PDF/Energie/Strompreise/2021/Preisblatt_tbgs_Stromproduzenten_2021_Screen.pdf)
- Technische Betriebe Glarus. (o. J.). *Übersichtskarte des Elektrizitätsnetzes der NE7 und NE5* [Map].
- Technische Betriebe Glarus Nord. (o. J.). *Übersichtskarte des Elektrizitätsnetzes der NE7 und NE5*. [Map].
- Technische Betriebe Glarus Süd. (o. J.). *Übersichtskarte des Elektrizitätsnetzes der NE7 und NE5*. [Map].

Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., & Scartezzini, J.-L. (2020). Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy*, 262, 114404. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114404>

Weber, F. (o. J.). *Photovoltaik- und Solar-Fassade—Varianten & Kosten*. Energieheld Schweiz. Abgerufen 18. September 2020, von <https://www.energieheld.ch/solaranlagen/photovoltaik-loesungen/solarfassade>

Weber, T. (2020, August 27). *WWF PV-Analyse 2019—Hintergrundinformationen*. SwissEnergyPlanning. <https://www.swissenergyplanning.ch/post/wwf-pv-analyse-2019>

## 7. Anhang

### 7.1 Tabelle der verwendeten Variablen

Variabel Dächer	Variabel Fassaden	Variabel Name	Beschreibung	Quelle
DF_UID	FF_UID	Identifikationsnummer der Dachflächen und Fassaden	Fortlaufende Nummer über den ganzen Datensatz zur Identifikation und zur Verknüpfung von Datensätzen	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
SB_UUID	SB_UUID	Identifikationsnummer des Gebäudes	UUID des Gebäudes zu dem die Dachfläche gehört im Datensatz swissBUILDINGS3D 2.0.	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
-	SB_OBJEKTART	Objektart	Attribut Objektart übernommen aus dem Datensatz swissBUILDINGS3D 2.0.	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
KLASSE	KLASSE	Eignungsklasse	Klassifizierung der Dachflächen gemäss Eignung. Die Zuteilung zu den Klassen erfolgt in Abhängigkeit der MSTRahlung.	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
FLAE-CHE	FLAE-CHE	Fläche des Dachteils oder der Fassade	Nutzbare Fläche des Dachteils oder der Fassade. Entspricht der physischen Dachfläche (geneigte Fläche) und damit der maximalen Modulfläche.	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
AUSRICHTUNG	AUSRICHTUNG	Ausrichtung der Dachfläche oder der Fassade	Ausrichtung der Dachfläche in Grad von Nord (-180°) im Uhrzeigersinn über Ost (-90°), Süd (0°) und West (90°) nach Nord (180°).	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
NEIGUNG	-	Neigungswinkel der Dachfläche	Neigungswinkel der Dachfläche in Grad. 0° = Waage recht	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
MSTRahlung	MSTRahlung	Berechnete mittlere jährliche Einstrahlung	Berechnete mittlere jährliche Einstrahlung (Globalstrahlung) pro Quadratmeter (Mittelwert für die Jahre 2004 – 2014) unter Berücksichtigung der Verschattung.	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
GSTRahlung	GSTRahlung	Berechnete gesamte jährliche Einstrahlung	Berechnete gesamte jährliche Einstrahlung (Mittelwert für die Jahre 2004 – 2014) unter Berücksichtigung der Verschattung.	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
MONAT	MONAT	Kalendermonat	Kalendermonat, wobei "1" dem Monat Januar entspricht usw.	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
MSTRahlung_MONAT	MSTRahlung_MONAT	Mittlere monatliche Einstrahlung	Mittlere monatliche Einstrahlung (Globalstrahlung) pro Quadratmeter für die Jahre 2004 – 2014 unter Berücksichtigung der Verschattung	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch

STROM- ER- TRAG_ MONAT	STROM- ER- TRAG_ MONAT	Berechneter monatlicher Stromertrag	Berechneter monatlicher Stromertrag. Berechnet sich aus GSTRAHLUNG mit einem Modul-Wirkungsgrad von 17 % und einer Performance Ratio von 80 % wie folgt: $STROMERTRAG = 0.17 * 0.8 * GSTRAHLUNG$ .	Errechnet aus MSTRAHLUNG_MONAT*FLAE- CHE*0.17*0.8
STROM- ERTRAG	STROM- ERTRAG	Berechneter jährlicher Stromertrag	Berechneter jährlicher Stromer- trag. Berechnet sich aus GSTRAHLUNG mit einem Modul-Wir- kungsgrad von 17 % und einer Performance Ratio von 80 % wie folgt: $STROMERTRAG = 0.17 * 0.8 * GSTRAHLUNG$ .	Sonnendach.ch & sonnenfassade.ch
Bele- gungs- faktor_ D	Bele- gungs- faktor_F _EFH/_F _MFH/_ F_Wei- tere	Belegungsfaktor	Der Anteil der Gesamtfläche, der durch die Belegung einer Stichprobe potenziell belegt werden kann. Das Bundesamt für Energie unterscheidet Einfam- ilienhäuser (EFH), Mehrfamili- enhäuser (MFH) und weitere Bauten. Diese Unterscheidung wird mit der Belegungsfaktor- bestimmung der Stichprobe nicht mehr gemacht.	Bestimmt durch die Anlageplanung der Stichprobe
NAME	NAME	Gemeindenname	Gemeindenname	swissBOUNDARIES3D Gemeindegrenzen
Hoehe	Hoehe	Höhe über Meer der Dach- und Fassaden- flächen	Höhe über Meer der Dach- und Fassadenflächen	Digitales Höhenmo- dell DHM25
-	NEAR_D IST	Distanz zum nächsten denk- malgeschützten Gebäude.	Distanz zum nächsten denkmal- geschützten Gebäude. Ist die Distanz einer Fassadenfläche zu einer Denkmalgeschützten Fas- sadenfläche gleich Null, dann wird das gesamte Gebäude (nach SB_UUID) als Denkmalge- schützt angenommen.	Geoportal Kanton Glarus - Gebäude un- ter Denkmalschutz kantonal und natio- nal
GWR_E GID	GWR_E GID	Eidgenössischer Gebäudeidenti- fikator (EGID)	Eidgenössischer Gebäudeiden- tifikator (EGID) für den Datensatz aus dem Gebäude- und Wohnungsregister (GWR) welcher dem Gebäude aus swissBUILDINGS3D 2.0 zugeordnet wurde. Wurden dem Gebäude aus swissBUILDINGS3D 2.0 mehrere GWR-Datensätze zu- geordnet, wird zufällig einer ausgewählt	Eidgenössisches Ge- bäude- und Woh- nungsregister; Sonnendach.ch und Sonnenfassade.ch
GKAT	GKAT	Gebäudekate- gorie	Gebäudekategorie gemäss GWR	Eidgenössisches Ge- bäude- und Woh- nungsregister
GKLAS	GKLAS	Gebäudeklasse	Gebäudeklasse gemäss GWR	Eidgenössisches Ge- bäude- und Woh- nungsregister

## Winter Photovoltaik-Potenzial im Kanton Glarus

GBAUP	GBAUP	Bauperiode	Bauperiode gemäss GWR	Eidgenössisches Gebäude- und Wohnregister
-------	-------	------------	-----------------------	---



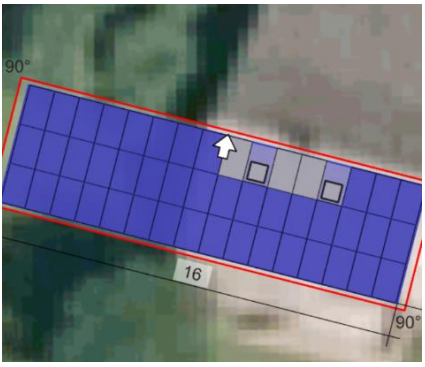

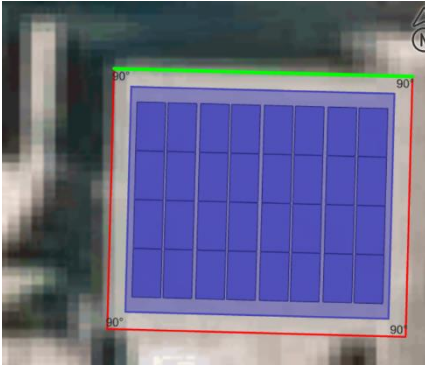



## 7.2 Fragen an Solarexperten

- **Ausschlusskriterium Dächer:** Gibt es ein Gebäudealter, bei dem man z.B. aufgrund der Tragfähigkeit keine Solardächer mehr baut (im Kanton Glarus sind 2/3 des Hausbestands älter als 50 Jahre)?
- 1. **Ausschlusskriterium Fassaden:** Gibt es Bauweisen, die für Solarfassaden ungeeignet sind (Beispiele 2.1-2.3)?  
2.1. Einschaliges und Zweischaliges Mauerwerk (Kältebrücken entstehen)?
- 2. Vorhangfassade ohne Hinterlüftung?
- 3. Holzhäuser, wie sie im ländlichen Kanton Glarus häufig vorkommen (Beispielhäuser siehe <https://www.rolandzumbuehl.ch/fotos/kanton-glarus/>)
- 4. **Reduktionsfaktor Fassaden:** im Kanton Glarus haben die Häuser oft Fensterläden. Gibt es heute schon gute Lösungen, diese mit PV-Zellen zu belegen, sodass man diese Fläche nicht verliert? Oder würdest du diese Flächen aus dem Solarpotenzial ausklammern?
- 5. **Reduktionfaktor Fassaden:** Baut man die Solarfassaden unter bestimmten Umständen nicht ganz zum Boden (z.B. Schneebedeckung) oder nicht ganz unter den Giebel (z.B. Beschattung durch Giebel)? Wenn ja, wie viel Abstand zum Giebel oder Boden muss man Pi mal Daumen einplanen?



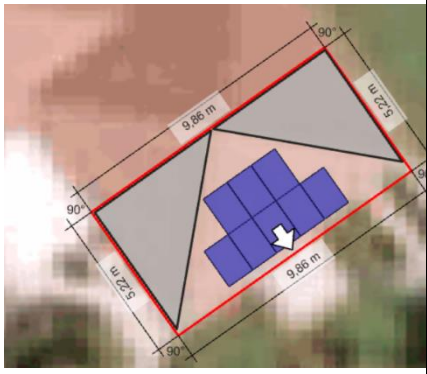

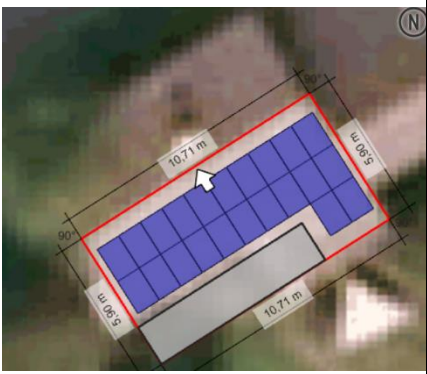


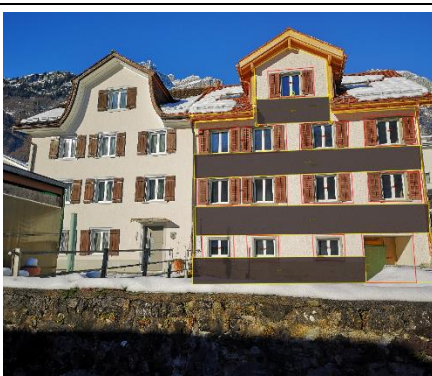
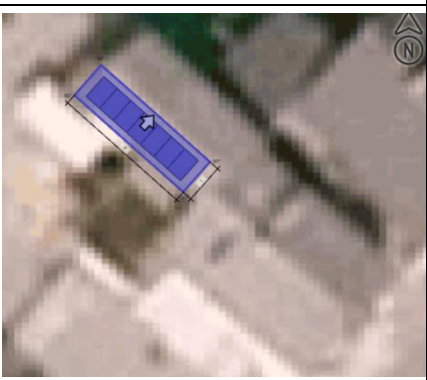
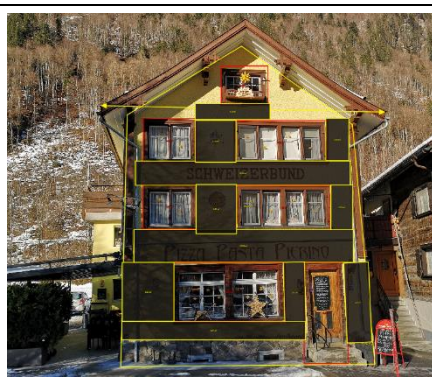
### 7.3 Belegungsgrad pro Gebäude in Stichprobe





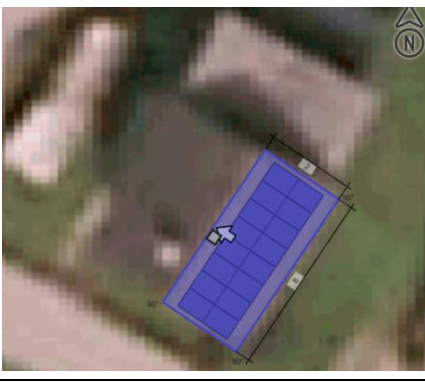

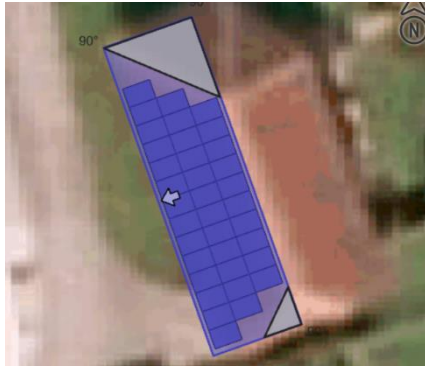
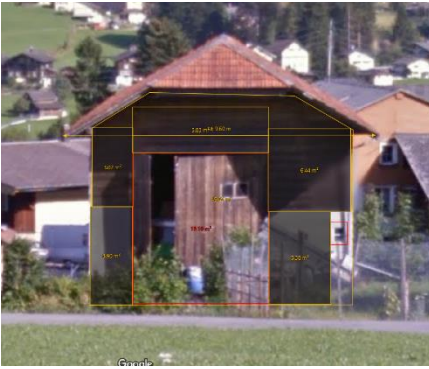
*Tabelle 12: Belegungsgrad pro Gebäude in der Stichprobe, analog Kapitel 3.1.3. Die Fassadenflächen sind zur verbesserten Sichtbarkeit stark eingefärbt. Für Fassadenanlagen sind auch Module in anderen Farben (bedruckte Module) und Formen erhältlich, womit die PV-Fläche unauffällig in die Fassade eingebettet werden kann.*

Nr.	Dachbelegung	Fassadenbelegung
3		
4		
5		
6		

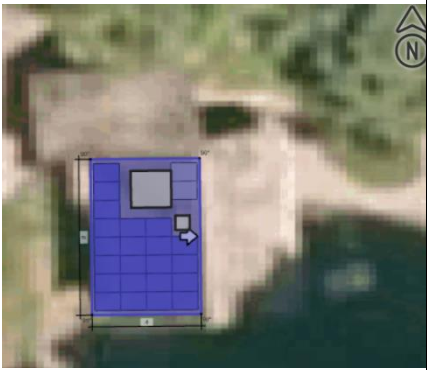





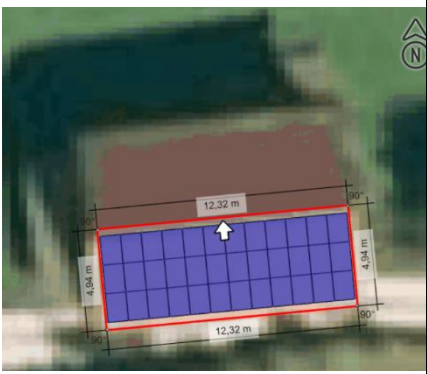

7		
8		
9		
10		



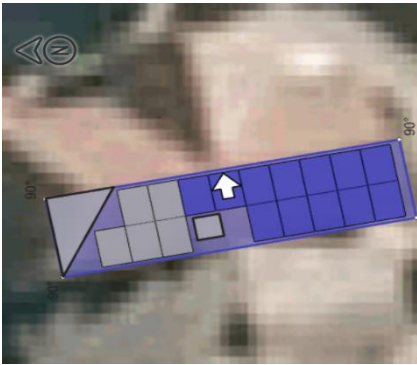

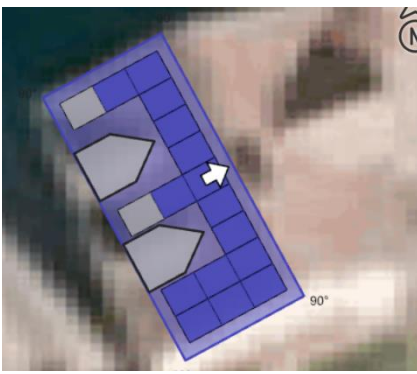

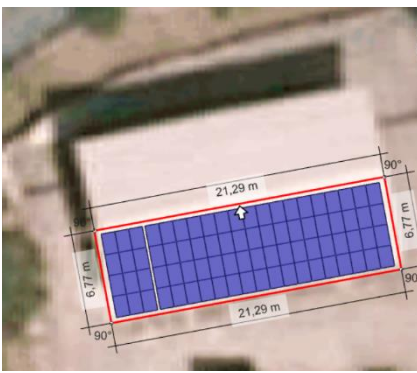

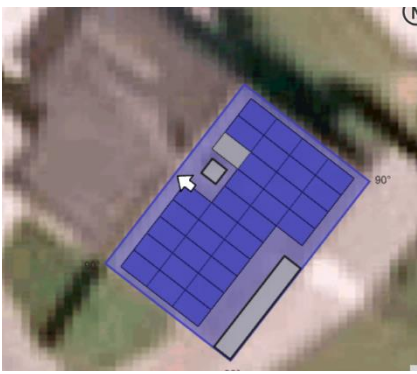

11		
12		
13		
14		

15		
16		
17		
18		



19		
20		
21		
22		



23		
24		
25		
26		

## 7.4 Berechnung des Belegungsgrads Dächer

Nr.	FLAECHE aus Datensatz [m2]	Anz. Module gemäss K2	Modulfläche gemäss K2	Belegungsgrad
1	203.94	56	91.7	0.45
2	79.59	29	47.5	0.60
3	66.45	32	52.4	0.79
4	84.27	43	70.4	0.84
5	81.11	32	52.4	0.65
6	87.68	24	39.3	0.45
7	296.91	108	176.8	0.60
8	72.93	21	34.4	0.47
9	65.10	16	26.2	0.40
10	15.30	0	0.0	0.00
11	28.19	8	13.1	0.46
12	60.07	26	42.6	0.71
13	128.08	30	49.1	0.38
14	19.92	7	11.5	0.58
15	88.50	25	40.9	0.46
16	177.14	44	72.0	0.41
17	41.83	16	26.2	0.63
18	78.35	36	58.9	0.75
19	59.46	22	36.0	0.61
20	147.18	64	104.8	0.71
21	46.16	26	42.6	0.92
22	71.47	36	58.9	0.82
23	38.88	12	19.6	0.51
24	50.43	15	24.6	0.49
25	151.01	80	130.9	0.87
26	76.37	31	50.7	0.66
Flächengewichteter Belegungsgrad				0.59

## 7.5 Berechnung des Belegungsgrads Fassaden

Nr.	Gesamt-fassade gemessen [m2]	Fassade realistisch [m2]	Fassade Max [m2]	Belegungs-faktor konservativ	Belegungs-faktor max.	Weitere Fassaden. Vgl. zu konservativ
1	66.8	13.4	28.8	0.20	0.43	NA
2	57.7	13.4	28	0.23	0.49	↑
3	57.9	25.8	44.4	0.45	0.77	NA
4	47.7	19.4	27.8	0.41	0.58	NA
5	37.4	11.06	27.5	0.30	0.74	NA
6	66.6	29.3	48.9	0.44	0.73	→
7	82	62.5	62.5	0.76	0.76	NA
8	97.8	0	49.1	0.00	0.50	→
9	269.1	235.42	235.42	0.87	0.87	↓, ↑
10	102.5	28.8	57.5	0.28	0.56	→
11	47.9	39	41.6	0.81	0.87	↓
12	21.8	12.4	15.9	0.57	0.73	NA
13	68	29.4	40.6	0.43	0.60	↑
14	185.6	79.8	118.3	0.43	0.64	→
15	74.8	46.7	56.8	0.62	0.76	↓
16	54.5	41.3	47.8	0.76	0.88	↓
17	26.9	9.5	17	0.35	0.63	→
18	49.8	24.5	30.3	0.49	0.61	NA
19	48	19.5	35.3	0.41	0.74	NA
20	69.3	33.1	51.7	0.48	0.75	NA
21	68.44	25.6	44.84	0.37	0.66	↑
22	42.9	29.3	31.9	0.68	0.74	↓
23	41.6	11.1	28.1	0.27	0.68	NA
24	99.3	40.7	65.7	0.41	0.66	NA
25	0	0	0	0.00	0.00	→
26	35.4	12.7	21.75	0.36	0.61	↑
Flächengewichteter Belegungsgrad				0.49	0.69	→ (ausgeglichen)



## 7.6 Räumliche Verteilung Potenzial auf Dachflächen und Fassaden im Winterhalbjahr

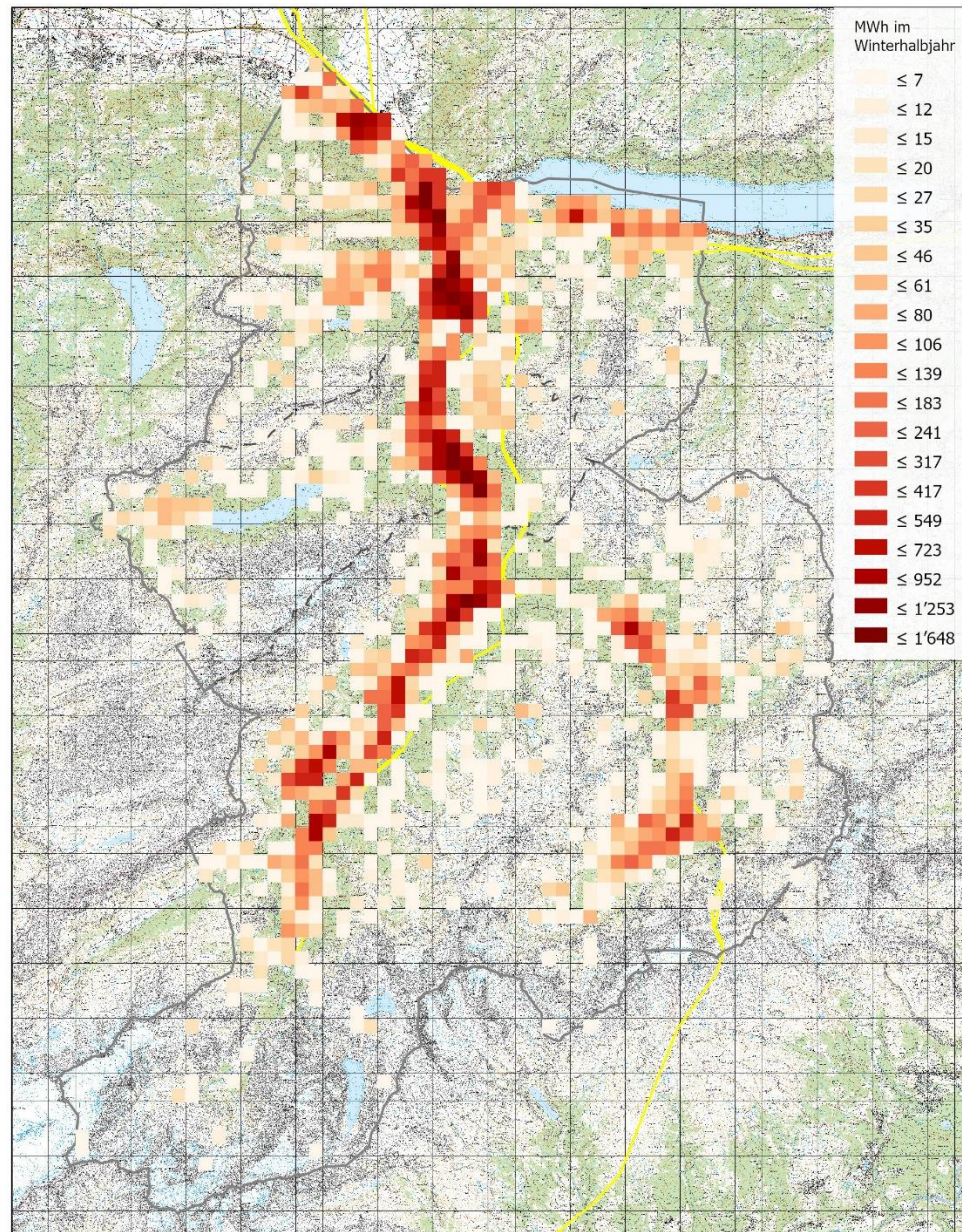


Abbildung 73: Räumliche Verteilung des Ertrags während dem Winterhalbjahr der Dach- und Fassadenflächen. Die Pixel entsprechen 0.25 km<sup>2</sup>. Gelb eingezeichnet sind die im Geodatenatz swissTLM3D von Swisstopo vorhandenen Hochspannungsleitungen.



## 7.7 Räumliche Verteilung Potenzial auf Infrastrukturflächen im Winterhalbjahr

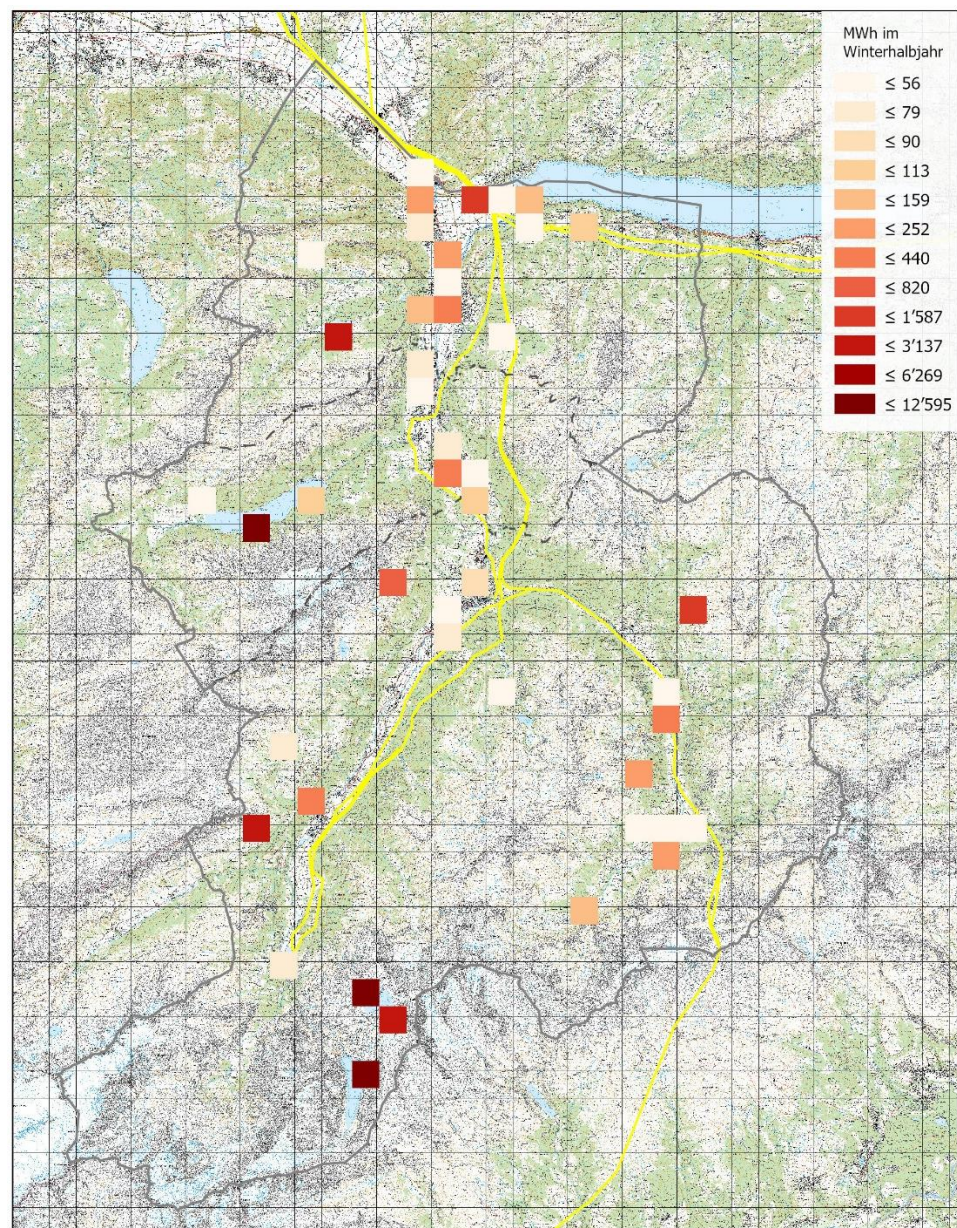


Abbildung 74: Räumliche Verteilung des Ertrags während dem Winterhalbjahr der Infrastrukturflächen. Die Pixel entsprechen 1 km<sup>2</sup>. Gelb eingezeichnet sind die im Geodatenatz swissTLM3D von Swisstopo vorhandenen Hochspannungsleitungen.



## 7.8 Räumliche Verteilung Gesamtpotenzial im Winterhalbjahr

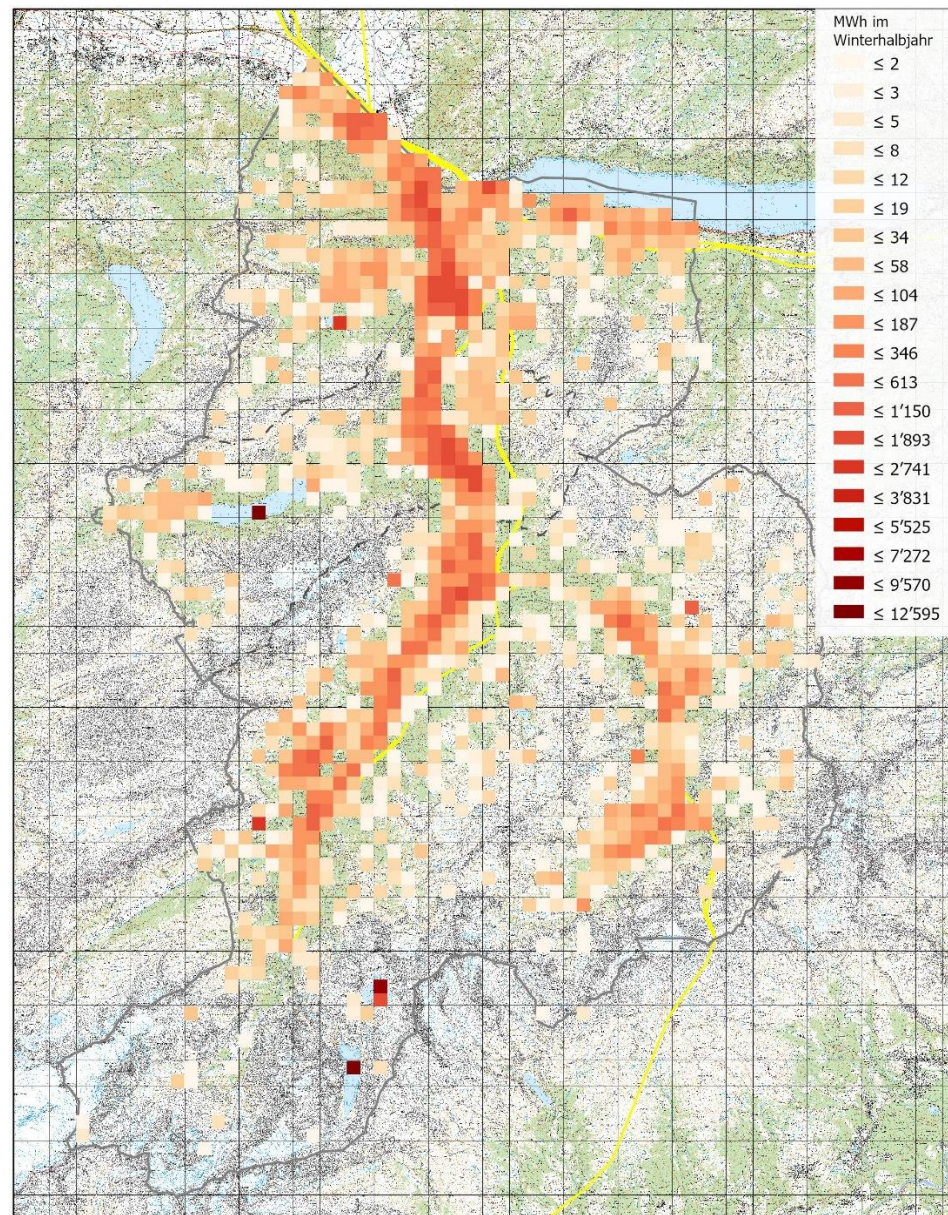


Abbildung 75: Räumliche Verteilung des Gesamtpotenzials während dem Winterhalbjahr. Die Pixel entsprechen 0.25 km<sup>2</sup>. Gelb eingezeichnet sind die im Geodatenatz swissTLM3D von Swisstopo vorhandenen Hochspannungsleitungen.